RAPPORT ANNUEL 1989

Office national de l'énergie

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

30e anniversaire

1959 - 1989

Office national de l'énergie

Le 31 mars 1990

L'honorable Jake Epp, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice ayant pris fin le 31 décembre 1989, conformément aux dispositions de l'article 133 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, Statuts révisés du Canada, 1985, chapitre N-7.

Veuillez recevoir, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma très haute considération.

Le Président,

R. Priddle

Profil de l'Office national de l'énergie

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale indépendante de réglementation créée par une loi du Parlement le 2 novembre 1959. Depuis 30 ans, il joue un rôle important dans le développement du secteur énergétique au Canada.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office nationale de l'énergie*, l'Office délivre des licences d'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, accorde des certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales et interprovinciales désignées de transport d'électricité, et établit les droits et tarifs concernant les oléoducs et les gazoducs de compétence fédérale.

La *Loi* exige également que l'Office suive la situation de l'approvisionnements en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les sous-produits de ces hydrocarbures; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipeline du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre du Travail a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer de la Partie II du *Code canadien du travail*.

Administration centrale:
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Bureau de Calgary :
Office national de l'énergie
4500, 16e Avenue N.-O.
Calgary (Alberta)
T3B 0M6
(403) 292-6700

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990

No. du Cat. NE 1-1989F
ISBN 0-662-95935-3

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

On peut se procurer ce rapport et les rapports mentionnés à l'endos, sur demande.

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies of this report and others listed at the back of this report are available on request.

Printed in Canada

90-04249/

Table des matières

2 Lettre du Président

6 Évolution de la situation énergétique
9 Pétrole brut et produits pétroliers
13 Gaz naturel
17 Électricité
20 Activités d'exploration de pétrole et de gaz naturel, et réserves

26 L'année en bref

30 Activités de l'Office
30 Audiences et enquêtes
45 Autres activités de l'Office

72 Loi et règlements

78 Organisation

84 Fonctions et responsabilités

90 Motifs des décisions et autres rapports publiés en 1989

94 Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

98 Tableau de conversion au système métrique

Annexes

Lettre du président

L'année 1989 a été la trentième année d'activité de l'Office national de l'énergie en matière de réglementation des approvisionnements énergétiques et de prestation de conseils sur l'énergie, au service de la population canadienne.

Au terme de notre troisième décennie d'activité, et à l'aube de la quatrième, des changements exceptionnels ont marqué la composition de l'Office. Après douze et sept années respectives de services exemplaires aux postes de membres et de vice-présidents associés, M^me^ Livia Thur a démissionné en avril 1989, et Digby Hunt a pris sa retraite au mois d'août. Au mois de novembre, c'était au tour de Jack Jenkins, l'un de nos premiers employés, de prendre sa retraite après trente années passées au sein de l'Office, dont onze à titre de membre.

Durant l'année, de nouveaux membres ont été nommés: Anita Côté-Verhaaf, de Montréal, Québec; Martha Musgrove, d'Ottawa, Ontario; Céline Bélanger, de Calgary, Alberta; et Roy Illing, de Victoria, Colombie-Britannique (ces deux dernières nominations prenant effet le 1^er^ janvier 1990). D'autre part, le mandat de Ken Vollman, de Luseland, Saskatchewan, au poste de membre temporaire, a été reconduit pour une période de trois ans.

L'Office national de l'énergie a maintenant neuf membres permanents et deux membres temporaires, l'un à temps partiel et l'autre à temps plein. Il n'a plus de vice-présidents associés : ces trois postes, qui existaient depuis 1970, seront abolis lorsque le projet de loi modifiant de la Loi sur l'Office national de l'énergie aura été adopté.

En 1989, le personnel de l'Office s'est encore distingué par son ardeur au travail et par son efficacité, qui ont largement contribué au succès de nos activités. En fin d'exercice, nous avions un peu plus de 300 employés.

Les décisions de l'Office, approuvant ou rejetant des demandes, ne sont pas toutes acceptées sans contestation. Ainsi, diverses parties se sont opposées à certaines de nos conclusions et ont tenté d'obtenir satisfaction en demandant à l'Office de revoir certaines de ses décisions ou en se portant en appel devant la Cour d'appel fédérale, voire en adressant des mémoires au Cabinet.

Tel fut le cas de la décision, annoncée en octobre, d'autoriser l'exportation de quelque 10 exajoules de gaz naturel de la région du delta du Mackenzie. Cette décision, pas encore approuvée par le gouverneur en conseil à la fin de l'année, constitue une première étape essentielle vers l'exploitation commerciale de cette ressource. L'Office est sensible aux préoccupations sociales et environnementales que soulève ce projet, et il est résolu à faire sa part pour éviter et atténuer toutes conséquences néfastes que pourrait avoir la construction d'installations relevant de sa compétence. Il estime toutefois que c'est en termes concrets, quand le projet d'exploitation atteindra l'étape suivante, c'est-à-dire lorsqu'une demande de construction d'installations pipelinières aura été déposée, que ces conséquences pourront le mieux être cernées et prises en considération.

En réponse à une lettre datée du 8 février 1990 dans laquelle le Ministre demandait comment l'Office se conforme, ou se conformerait, aux exigences du Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, l'Office a informé M. Epp qu'il instituerait un processus

officiel d'examen préalable en matière d'environment, applicable aux exportations de gaz naturel. Ce processus servirait à déterminer si ces exportations peuvent avoir des conséquences néfastes en amont et en aval du ressort de l'Office et si oui, quelle en serait l'étendue. L'Office a commencé ce processus d'examen préalable au début de 1990 en l'appliquant aux licences approuvées par l'Office à la fin de 1989 (y compris celles accordées à l'égard des exportations de gaz du delta du Mackenzie) qui n'ont pas encore été approuvées par le gouverneur en conseil, ainsi qu'aux demandes que l'Office doit entendre au printemps 1990.

Des parties ont également contesté la décision annoncée en novembre de rejeter quatre de sept demandes visant des exportations de gaz naturel commençant le 1er novembre 1990. L'Office a pris ces décisions, comme il se doit, en se fondant sur les données recueillies et sur l'idée qu'il se fait de l'intérêt public canadien. Cependant, sensible aux critiques formulées à l'égard de certaines des techniques analytiques retenues pour évaluer les demandes d'exportation de gaz naturel, il a ouvert une audience publique afin d'examiner divers aspects de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché, utilisée depuis décembre 1987. L'Office devrait publier un rapport à ce sujet en mars 1990.

L'intérêt suscité par les décisions les plus notables ne doit cependant pas cacher le fait que l'Office réussit à traiter de très volumineuses demandes de manière aussi rapide qu'efficace. Ces succès, qui font l'objet de la majeure partie de ce rapport, ont été renouvelés cette année.

Ainsi, l'Office a rendu plusieurs décisions importantes sur des droits de transport après avoir tenu des audiences publiques exhaustives, et il a continué de surveiller attentivement les droits perçus par les dix principales sociétés pipelinières relevant de sa compétence, droits qui ont produit près de 2 milliards de dollars de recettes en 1989; il a approuvé des projets d'agrandissement de pipelines d'une valeur globale de 1 milliard de dollars; il a réglé une question d'exportation d'électricité soulevant des problèmes environnementaux liés aux émanations d'une centrale; enfin, il a délivré des licences d'exportation de près de 17 exajoules de gaz naturel, ce qui constitue la plus grosse quantité jamais approuvée en une année.

Au cours des audiences sur les licences d'exportation de gaz, aucun acheteur canadien ne s'est plaint qu'il ne lui était pas possible d'acheter du gaz à des conditions, notamment de prix, semblables à celles proposées à l'exportation. Cela constitue pour l'Office une indication que les quantités approuvées sont excédentaires par rapport aux besoins raisonnablement prévisibles du Canada.

L'année 1989 a aussi été la première année d'application de l'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis, dont l'Office, conformément à ses obligations légales, tenu compte dans l'exercice de ses pouvoirs et responsabilités.

Conformément aux prévisions de l'Office, l'Accord de libre-échange n'a pas eu d'incidence notable sur le commerce interfrontalier de l'énergie. Avant 1989, chaque pays avait pris des mesures pour axer sa réglementation du commerce de l'énergie sur les forces du marché. Il n'y avait donc pas de barrières importantes à abolir, ce qui eût stimulé le commerce canado-américain de l'énergie.

L'importance de l'Accord sur ce commerce ne se manifestera pas dans l'immédiat mais plutôt à longue échéance, dans la mesure où il fixe un ensemble raisonnablement clair de "règles du jeu" et une structure institutionnelle qui devraient rehausser la confiance des investisseurs, des producteurs et des consommateurs des deux pays envers l'expansion du commerce de l'énergie.

Parmi les publications de l'Office en 1989, mentionnons le deuxième volume de "l'Évaluation du marché du gaz naturel", portant sur la période 1989-1991. Cette évaluation, qui s'inscrit dans le programme global d'analyse du marché du gaz canadien par l'Office, a permis de conclure que, malgré la persistance de certaines entraves au bon fonctionnement du marché, l'évolution vers l'intensification de la concurrence n'en continue pas moins d'avancer. Les auteurs du rapport estiment par ailleurs que les prix du gaz naturel resteront stables jusqu'en 1991, sous réserve de fluctuations dans certaines catégories de transactions à court terme. En 1989, les besoins des consommateurs canadiens en gaz naturel ont été totalement satisfaits.

Quatre ans après "L'entente intergouvernementale de 1985 sur les prix et les marchés du gaz naturel", le marché interprovincial canadien du gaz naturel, qui était alors presque complétement assujetti à la réglementation gouvernementale des prix et était dominé par un gros vendeur, est peut-être devenu le marché du gaz le plus libre et le plus ouvert au monde, évolution à laquelle l'Office a beaucoup contribué. En 1989, celui-ci a appliqué les mêmes principes de liberté d'accès aux deux plus grosses sociétés pipelinières exportatrices de gaz naturel, Alberta Natural Gas et Foothills.

Les exportations de gaz ont augmenté de plus de cinq pour cent durant l'année, mais cette tendance est désormais entravée par le fait que, dans l'ensemble, les pipelines fonctionnent au maximum de leur capacité. Pour signer de nouveaux contrats d'exportation importants, il faudra attendre l'achèvement des projets d'accroissement des capacités, dont la mise en oeuvre a déjà commencé. En fin d'année, l'Office était saisi de l'une des plus importante demande d'agrandissement de réseau qu'il ait jamais reçue, présentée par TransCanada PipeLines et visant la construction pour 1991-1992 des installations pipelinières requises pour répondre à la croissance de la demande intérieure et extérieure.

Comme d'autres, ces projets pipeliniers portent sur des installations connexes sujettes à la réglementation des États-Unis. Durant l'année, l'Office a resserré ses contacts, au niveau du personnel et des membres, avec son homologue américain, la Federal Energy Regulatory Commission, dans le but de veiller à ce que chaque organisme national comprenne bien les exigences réglementaires de l'autre et contribue au traitement rapide des dossiers.

L'Office ne fait pas la promotion des projets énergétiques. Son rôle consiste à recevoir des demandes et à les traiter conformément aux dispositions législatives, en veillant à sauvegarder l'intérêt public canadien. Toutefois, le Canada consomme beaucoup d'énergie. Quand la conjoncture est favorable, ses possibilités de mise en valeur des ressources énergétiques sont également très abondantes. Et il se trouve à coté du marché d'énergie le plus vaste au monde. Quand ces circonstances se conjuguent pour favoriser les initiatives d'exploitation, l'Office considère qu'il lui appartient de veiller à ce que les projets relevant de sa compétence fassent l'objet d'un examen réglementaire rapide mais attentif. Ce processus doit évidemment garantir que tous les facteurs environnementaux pertinents sont bien pris en compte. Dans la mesure où cette activité de réglementation a des conséquences favorables sur l'efficience économique, elle peut contribuer à la production de revenus grâce à l'exploitation et à la commercialisation prudente des ressources énergétiques,

ce qui accroit les possibilités d'emploi dans tout le pays et garantit l'approvisionnement adéquat des marchés énergétiques.

En 1989, le marché du pétrole a fonctionné de manière très satisfaisante, procurant aux producteurs des débouchés adéquats, et aux consommateurs, des approvisionnements suffisants. Durant les six dernières semaines de l'année, les provinces de l'Est ont été confrontées à la fois à des records de froid et à une grève qui a touché les services de transport du pétrole par voies navigables, mais les approvisionnements se sont maintenus, dans certains cas, au prix d'augmentations des coûts.

La quantité nette d'électricité exportée en 1989 a chuté de 64 pour cent par rapport à l'année précédente, suite à l'expansion rapide des besoins intérieurs et aux limites de production auxquelles ont dû faire face les sociétés hydro-électriques canadiennes à cause de plusieurs années consécutives de faibles précipitations. Il est peu probable que les exportations d'électricité augmentent tant que de nouveaux contrats d'électricité garantie à long terme n'auront pas été négociés et les autorisations réglementaires obtenues. En 1990, l'Office examinera plusieurs demandes d'exportation de cette nature.

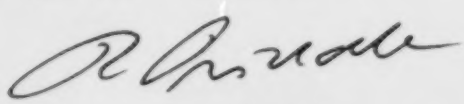
En 1989, l'Office a pris des dispositions pour pouvoir traiter à l'avenir plusieurs questions qui soulevent de vives préoccupations.

C'est ainsi qu'il a publié en septembre l'ébauche de directives destinées à obliger les sociétés voulant construire de nouvelles installations ou effectuer certaines exportations à communiquer au public des informations préalables sur leurs intentions. Ces lignes directrices visent à favoriser des consultations précoces entre le public et les promoteurs des projets énergétiques au sujet des questions qui préoccupent la collectivité, notamment dans le domaine de l'environnement. Ces préoccupations seront prises en considération par les demandeurs et par l'Office, et des mesures d'atténuation seront mises en oeuvre, s'il y a lieu.

L'Office tient à examiner attentivement ses procédures de réglementation relatives aux demandes susceptibles de lui être adressées au sujet du pétrole et du gaz naturel du Grand Nord, afin d'établir les méthodes les plus efficientes possibles, tout en veillant à cerner et à résoudre le mieux possible les préoccupations d'ordre environnemental et socio-économique.

Finalement, en réponse au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Office a lancé des études et des consultations destinées à identifier les mesures susceptibles d'accroître le commerce de l'électricité au Canada, d'encourager la coopération entre les sociétés canadiennes d'hydro-électricité, et de permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'obtenir l'accès commercial aux capacités de transport entre les provinces, aux fins du transport de transit.

Bénéficiant d'un effectif renouvelé, d'une structure rationalisée et d'un personnel dévoué, l'Office aborde la nouvelle décennie avec confiance. Son objectif primordial est de préserver l'excellence de sa réglementation et de ses conseils dans le domaine de l'énergie. L'Office est un organisme expert, toujours à l'écoute de ses interlocuteurs, et soucieux d'analyser sérieusement ses dossiers et de prendre des décisions éclairées, dans l'intérêt de la société canadienne.



R. Priddle

Évolution de la situation énergétique

Durant l'année, les exportations de pétrole et d'électricité ont diminué alors que celles de gaz ont augmenté.

Prix internationaux du pétrole

L'année 1989 a été caractérisée par une hausse d'environ 20 %, par rapport à 1988, du prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) à Chicago, Illinois, et du prix FOB du pétrole brut North Sea Brent; ces prix ont atteint en moyenne 19,55 $ US et 18,20 $ US le baril, respectivement. Les prix mondiaux du pétrole brut ont augmenté rapidement durant les cinq premiers mois de l'année, le baril de WTI passant de 14,25 $ US en décembre 1988 à 21,25 $ US en mai 1989. Les prix ont ensuite baissé durant l'été, avant de commencer à se raffermir au mois d'août; en décembre 1989, le WTI coûtait en moyenne environ 20,40 $ US le baril.

Figure 1
Prix moyen du pétrole brut West Texas Intermediate à Chicago

Le raffermissement de la demande mondiale de pétrole, conjugué à la baisse des niveaux de production en mer du Nord et aux États-Unis, a provoqué une hausse de la demande de pétrole brut provenant des pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). La demande mondiale de pétrole a augmenté d'environ un million de barils par jour en 1989 par rapport à 1988, les pays moins développés étant à l'origine de près de 60 % de cette hausse. Divers accidents ayant touché les plates-formes britanniques de la mer du Nord, la production de cette région a baissé d'environ 350 000 barils par jour par rapport à son potentiel, durant la majeure partie de l'année 1989, alors que la production américaine chutait pour la quatrième année consécutive.

Malgré la hausse de la demande et la baisse de la production hors-OPEP, les prix sont restés stables parce que l'OPEP a accru sa propre production. Au début de l'année, les quotas de l'OPEP totalisaient 18,5 millions de barils par jour. Durant le premier semestre, la demande étant soutenue, la production de

l'OPEP a atteint en moyenne près de 20,5 millions de barils par jour. Au mois de juin, l'OPEP a relevé ses quotas pour le deuxième semestre de 1989, jusqu'à 19,5 millions de barils par jour, mais le Kuwait et les Émirats arabes unis ont refusé de s'y conformer et ont dépassé leur quota combiné d'environ 1,5 millions de barils par jour au troisième trimestre. Lors des réunions de l'OPEP du mois de novembre, les quotas pour le premier semestre de 1990 ont à nouveau été relevés, pour atteindre cette fois 22 millions de barils par jour. Au quatrième trimestre, la production de l'OPEP aurait atteint en moyenne 23,7 millions de barils par jour.

Prix du gaz naturel

Les prix du gaz naturel les plus importants pour le commerce international du Canada sont ceux en vigueur aux États-Unis. Les commentaires ci-après, sans être représentatifs des conditions spécifiques de la concurrence, résument l'évolution générale des prix nord-américains du gaz en 1988 et 1989.

À l'exception des fluctuations saisonnières, les prix du gaz naturel nord-américain à la tête du puits sont restés relativement stables les deux années. Pour 1989, ils se sont établis en moyenne à 1,70 $ US le million de pieds cubes, contre 1,67 $ US le million de pieds cubes l'année précédente.

Les prix ont enregistré des fluctuations plus prononcées sur les marchés où les exportations canadiennes font concurrence aux approvisionnements américains. Comme le rapporte le Department of Energy des États-Unis, les prix du gaz aux points de livraison en Californie ont monté de 6,5 % en 1989 par rapport à 1988, pour atteindre 2,77 $ US le million de pieds cubes; dans les États du nord-ouest en bordure du Pacifique, ils ont baissé d'environ 5 %, pour s'établir à 2,37 $ US le million de pieds cubes; dans la région centrale, ils ont baissé en moyenne de 0,5 %, pour se fixer à 3,15 $ US le million de pieds cubes; dans les États du nord-est, finalement, ils ont monté d'environ 5,8 %, pour s'établir à 3,20 $ US le million de pieds cubes.

Production, consommation et commerce de l'énergie

L'année 1989, par rapport à 1988, a été marquée par un ralentissement de la demande intérieure de l'énergie ainsi que par la diminution du niveau des exportations. Ces deux facteurs ont contribué au ralentissement de la production énergétique canadienne.

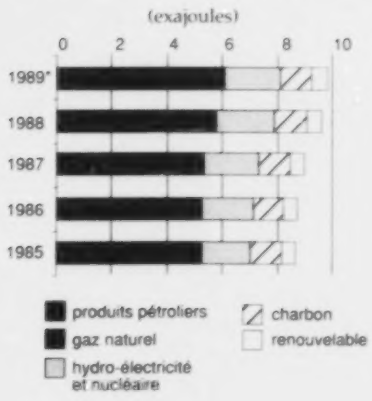
Après une croissance de 5,5 % en 1988, la demande d'énergie primaire a augmenté d'environ 1,9 % en 1989. Il y a eu une diminution de la consommation du charbon, ainsi que de l'électricité d'origine hydraulique et nucléaire, et une augmentation de la consommation du gaz naturel et des produits pétroliers. Malgré un refroidissement des températures moyennes partout au Canada, le ralentissement de la croissance économique a occasionné une plus faible augmentation de la demande primaire en 1989.

En 1989, les exportations totales de pétrole ont diminué, alors que les importations augmentaient. De ce fait, les volumes d'exportation nets ont baissé d'environ 40 pour cent. Toutefois, comme les prix du pétrole exporté ont augmenté de plus de 10 % alors que ceux du pétrole importé ne changeaient pas, les recettes nettes des exportations de pétrole ont baissé de moins de 25 % en 1989.

Après avoir enregistré une forte augmentation en 1987 et en 1988, les exportations de gaz naturel ont augmenté de plus de 5 % en 1989, passant à 1 429 pétajoules, contre 1 355 en 1988. Le prix d'exportation moyen a légèrement diminué car l'appréciation du dollar canadien a plus que contrebalancé l'effet de la hausse des prix américains. De ce fait, les recettes des exportations de gaz naturel n'ont pratiquement pas changé d'une année à l'autre. Durant la même période, les importations de gaz naturel ont presque doublé, pour atteindre 45 pétajoules.

Pour ce qui est des exportations d'électricité, elles ont baissé en 1989, comme en 1988. L'augmentation générale des facteurs de charge intérieurs, conjuguée au faible niveau des eaux, a entraîné une baisse de 38 % des quantités totales exportées. Au chapitre des recettes, toutefois, la baisse a été moins prononcée puisqu'elle a été de 25 %, parce que le prix moyen des exportations a augmenté de 21 pour cent. La quantité nette d'électricité exportée a diminué de 64 %, essentiellement à cause de l'augmentation des achats effectués aux sociétés d'électricité américaines.

Figure 2
Consommation d'énergie au Canada



*Estimation

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 1

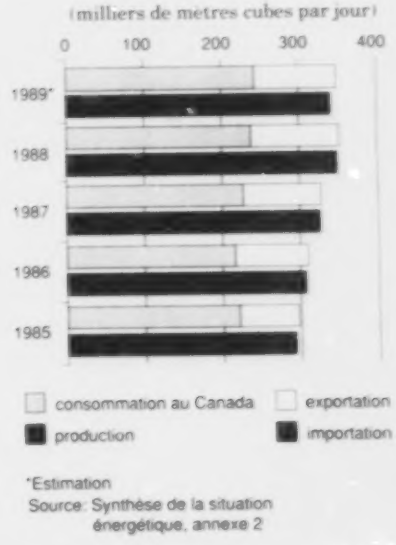
Tableau 1
Commerce canadien de pétrole, de gaz naturel et d'électricité
(En pétajoules et en milliards de dollars)

	1987		1988		1989(e)	
	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $	PJ	Milliards de $
Exportations						
Pétrole (a)	1 877	7,0	2 304	6,5	2 128	6,9
Gaz naturel	1 057	2,6	1 355	3,0	1 429	3,0
Électricité (b)	163	1,2	107	0,9	66	0,7
Exportations totales	**3 097**	**10,8**	**3 766**	**10,4**	**3 623**	**10,6**
Importations						
Pétrole (a)	1 126	4,5	1 269	4,2	1 517	5,1
Gaz naturel	4	(c)	24	0,1	45	0,1
Électricité (b)	2	(c)	10	0,1	31	0,3
Importations totales	**1 132**	**4,5**	**1 303**	**4,3**	**1 593**	**5,5**
Exportations totales nettes	**1 965**	**6,3**	**2 463**	**6,1**	**2 030**	**5,1**

Les chiffres de ce tableau ont été arrondis

e - Estimation
a - Comprend tous les produits pétroliers et les liquides du gaz naturel. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
b - L'électricité est convertie au taux de 3,6 pétajoules par térawatt-heure, sur la base de la teneur énergétique de la production d'électricité. Ne comprend pas les échanges entre le Canada et les États-Unis.
c - Moins de 50 millions de dollars.

Figure 3
Pétrol brut et équivalents - Canada
Approvisionnement et utilisation



*Estimation
Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 2

Pétrole brut et produits pétroliers

Production canadienne de pétrole brut

La production de pétrole brut au Canada (comprenant le brut léger conventionnel et le brut lourd, le bitume, les pentanes plus et le brut synthétique) a atteint en moyenne près de 265 000 mètres cubes par jour en 1989, soit près de 3 % de moins qu'en 1988.

L'offre de brut léger conventionnel a baissé d'environ 6 % en 1989, pour se situer à 147 100 mètres cubes par jour.

En 1989, les usines Syncrude et Suncor ont produit en moyenne 32 500 mètres cubes par jour de brut synthétique, soit

3 % de plus que l'année précédente. Cela s'explique en partie par l'achèvement du programme d'accroissement des capacités de l'usine Syncrude, fin 1988. La production de brut synthétique de l'usine de mise en valeur Newgrade, en Saskatchewan, n'a atteint en moyenne que 200 mètres cubes par jour, à cause de problèmes de fonctionnement.

La production totale de pentanes plus a atteint 18 400 mètres cubes par jour en 1989, dont 12 000 étaient destinés à diluer le brut lourd et le bitume. Cela ne représente pratiquement aucune variation par rapport aux niveaux de 1988 de pentanes plus et d'utilisation comme diluant.

L'offre de pétrole brut lourd mélangé (comprenant le brut lourd conventionnel, le bitume et les pentanes plus utilisés comme diluants) a atteint en moyenne le niveau record de 79 000 mètres cubes par jour en 1989, ce qui représente une augmentation de 1 % par rapport à 1988. On s'attendait à une hausse encore plus forte de la production de pétrole brut lourd, mais plusieurs projets de construction et d'expansion d'usines d'exploitation des bitumes ont été reportés à cause de la volatilité des prix du pétrole brut.

Raffinage du pétrole

En 1989, le débit des raffineries canadiennes a augmenté d'environ 3 %, du fait de l'augmentation de la demande intérieure des principaux produits pétroliers. La demande d'essence à moteur et de distillat moyen a augmenté de 2 % et 5 %, respectivement, alors que celle du mazout lourd enregistrait une forte hausse, soit 18 % par rapport à 1988. Cette forte hausse de la consommation de mazout lourd est attribuable aux centrales électriques de la région de l'Atlantique et aux usines de pâtes et papiers des provinces de l'Est. Les exportations des principaux produits pétroliers ont baissé de 9 % à cause de périodes importantes d'immobilisation des raffineries de la région de l'Atlantique, d'où proviennent la plupart des produits pétroliers exportés par le Canada.

Les achats de brut intérieur par les raffineries canadiennes ont été de l'ordre de 165 300 mètres cubes par jour, ce qui constitue une baisse d'environ 2 % par rapport à 1988, alors que leurs achats de brut étranger ont atteint 76 900 mètres cubes par jour, soit une hausse de 7 pour cent.

Importations de pétrole brut

En 1989, les importations de pétrole brut ont constitué 30 % des besoins totaux des raffineries du pays. À l'échelle régionale, les provinces de l'Atlantique ont été presque complètement tributaires du pétrole brut importé, alors que celui-ci a représenté

63 % des besoins totaux du Québec. Le Canada s'approvisionne auprès de plusieurs pays différents, dont certains font partie de l'OPEP. Le brut originaire des pays de l'OPEP a couvert 37 % de nos importations totales de 1989, soit 4 % de plus qu'en 1988. Les pétroles bruts originaires de la mer du Nord ont représenté 57 % de nos importations totales de brut, contre 62 % en 1988.

Exportations de pétrole brut

Les exportations totales de pétrole brut (synthétique compris) ont atteint 102 900 mètres cubes par jour, ce qui représente une baisse par rapport aux 112 800 mètres cubes quotidiens de 1988. Le total de 1989 comprend 47 200 mètres cubes par jour de brut léger et 55 700 mètres cubes par jour de brut lourd mélangé. La valeur totale des exportations de pétrole brut de 1989 est estimée à 4,4 milliards de dollars, contre 4 milliards en 1988.

Le Midwest américain reste le premier marché d'exportation du Canada. Des quantités moins élevées de pétrole ont été expédiées depuis Montréal vers les États de la côte Est et vers la partie américaine du Golfe du Mexique, et depuis Vancouver vers les États de la côte Ouest et vers les pays d'Extrême-Orient.

En 1989, les plus gros acheteurs étrangers ont été Clark Oil, United Refining, Sun Refining et Conoco pour le brut léger canadien, et Koch Refining, Mobil, Amoco et Unocal pour le brut lourd. (Consulter l'annexe 5 de la section Pétrole pour plus d'informations.)

Figure 4
Pétrole brut léger prix à l'exportation et à l'importation, selon les rentrées nettes à Edmonton*

* Non rajusté selon la qualité

Importations des principaux produits pétroliers

En 1989, les importations canadiennes des principaux produits pétroliers, qui représentent 11% de la demande, se sont établies en moyenne à 22 000 mètres cubes par jour, soit 22 % de plus qu'en 1988. La majeure partie de cette augmentation est attribuable aux importations de mazout lourd par les sociétés productrices d'électricité et les usines de pâtes et papiers de la région de l'Atlantique et du Québec.

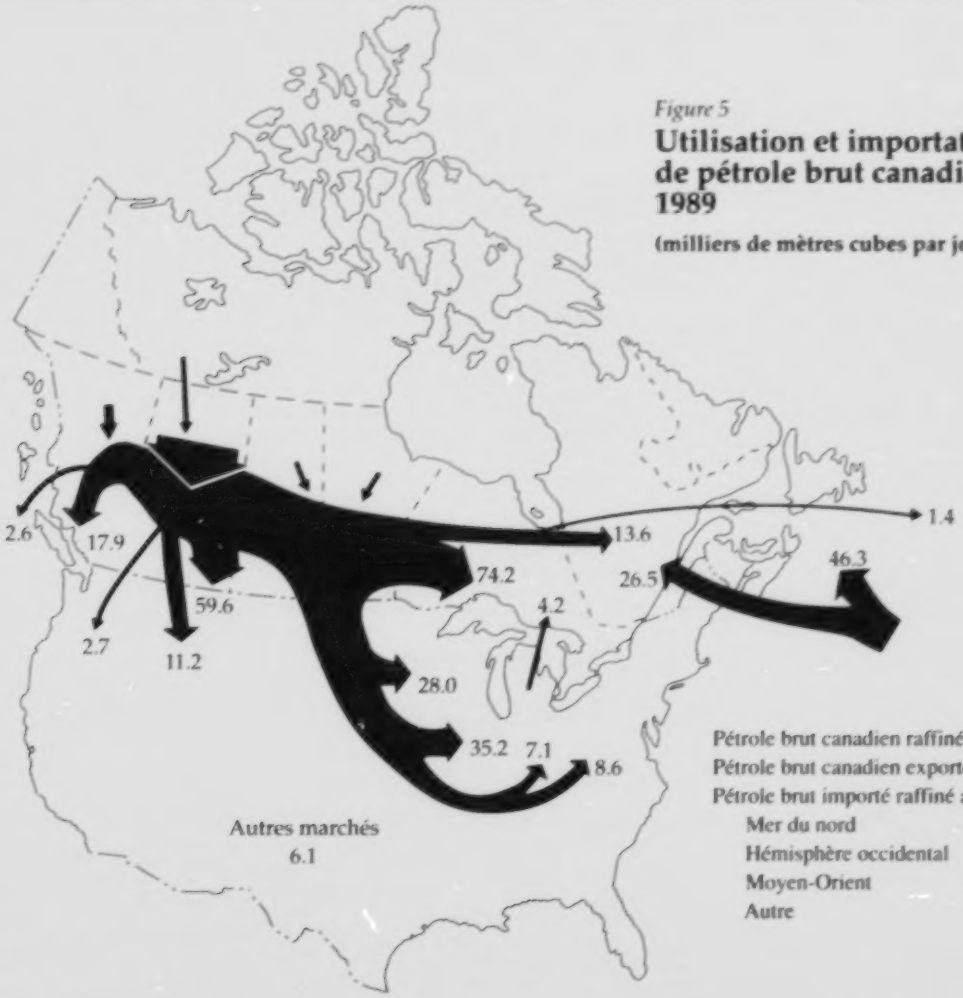
Exportations des principaux produits pétroliers

En 1989, les exportations des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité ont baissé d'environ 7 %, pour se situer à 30 000 mètres cubes par jour. Cependant, du fait du raffermissement des prix d'exportation de l'essence et du mazout lourd, les recettes des exportations ont augmenté. On peut voir à la figure 6 l'évolution du prix d'exportation moyen des principaux produits pétroliers durant les trois dernières années. La hausse des prix de l'essence constatée en 1989 a été provoquée par la réaction du marché au déversement de pétrole en l'Alaska et aux dégats infligés aux raffineries par l'ouragan Hugo.

Figure 5

Utilisation et importation de pétrole brut canadien 1989

(milliers de mètres cubes par jour)

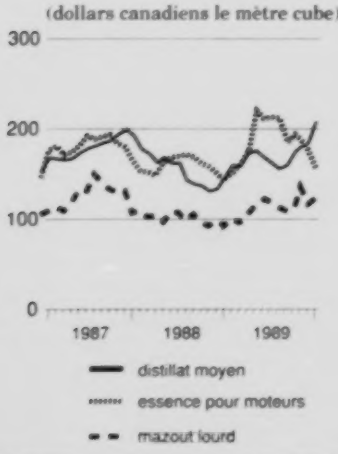


Pétrole brut canadien raffiné au Canada	165.3
Pétrole brut canadien exporté du Canada	102.9
Pétrole brut importé raffiné au Canada	76.9
Mer du nord	43.5
Hémisphère occidental	10.0
Moyen-Orient	9.8
Autre	13.6

Figure 6

Principaux produits pétroliers

Prix moyen à l'exportation F.A.B.



Les États-Unis, qui ont acheté près de 96 % de nos exportations totales de produits pétroliers, ont encore été notre plus gros client à ce chapitre. Les exportations d'essence à moteur et de mazout lourd des provinces de l'Est ont baissé à cause des périodes d'immobilisation des raffineries et de l'accroissement de la demande de mazout lourd de la part des centrales électriques et des usines de pâtes et papiers. Le tableau 2 indique les quantités exportées, par produit et par région.

Capacité des oléoducs

En 1989, la Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc., a fonctionné à pleine capacité, ou

Tableau 2
Exportations de produits pétroliers en 1989
(En milliers de mètres cubes)

	Essence pour moteur	Distillat moyen	Carbu-réacteur	Mazout lourd	Pétrole partiellement traité	Total[a]
Atlantique	1772	2 543	448	865	728	6 356
Québec	70	374	1	106	22	573
Ontario	405	867	109	915	66	2 362
Prairies	255	330	165	84	-	834
Colombie-Britannique	380	300	112	-	32	824
Total	**2 882**	**4 414**	**835**	**1 970**	**848**	**10 947**
Prix moyen à l'exportation ($/m³)	**190**	**165**	**170**	**112**	**b**	**-**

a - Ne comprend pas le propane, les butanes, les lubrifiants, les graisses et l'asphalte.
b - Ne peuvent être publiés en raison de leur caractère confidentiel.

presque. Au début de l'année, elle a dû effectuer des répartitions de capacité. Toutefois, par rapport à l'année précédente, les cas de répartition ont été globalement moins nombreux, du fait de la baisse de la production pétrolière. En ce qui concerne la société Trans MountainPipe Line Company Ltd., elle a fonctionné durant toute l'année au maximum de sa capacité, ou très près, et elle n'a dû effectuer de répartition qu'au mois de mars.

Trans Mountain continue ses études pour savoir si elle devrait accroître la capacité de son réseau, alors que la Compagnie Pipeline Interprovincial a annoncé en novembre l'abandon de ses projets d'expansion. Si l'une des deux sociétés se propose d'agrandir son réseau, elle devra obtenir l'approbation de l'Office.

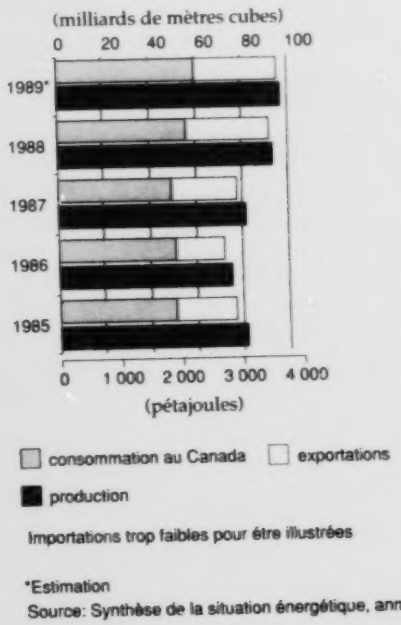
Gaz naturel

Gaz naturel - Offre et demande au Canada

En 1989, la production canadienne de gaz naturel commercialisable a atteint 97,5 milliards de mètres cubes, soit une hausse de 4 % par rapport à 1988.

Durant l'année, les importations de gaz naturel se sont élevées à 1 077,5 millions de mètres cubes, soit 57 % de plus qu'en 1988. Bien que la majeure partie du gaz importé au Canada passe par Windsor, en Ontario, dans les installations reliant Union Gas

Figure 7
Gaz naturel
Approvisionnement et utilisation

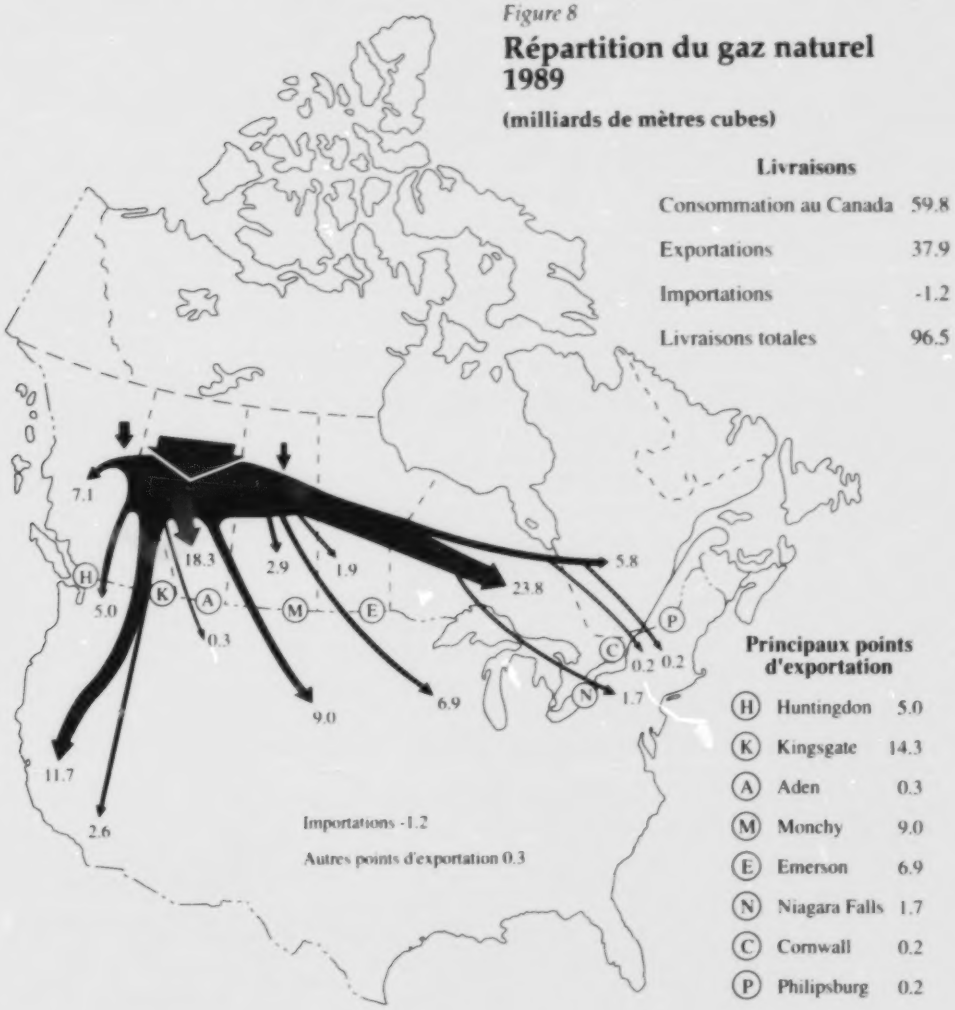


Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 3

Figure 8

Répartition du gaz naturel 1989

(milliards de mètres cubes)



Limited au réseau Panhandle, un nouveau lien pipelinier est entré en service en décembre 1989, le pipeline St. Clair Pipelines Ltd., près de Sarnia, en Ontario. Cela devrait rehausser les possibilités d'importation de gaz américain, dans le cadre de la déréglementation et de l'Accord de libre-échange.

En 1989, l'Office a délivré 48 ordonnances d'importation à court terme, contre 17 en 1988, ce qui montre que les sociétés ontariennes de distribution ont voulu tirer avantage des ventes au comptant aux États-Unis.

On trouvera à l'annexe Gaz 8 un tableau détaillé des importations de gaz naturel effectuées par diverses sociétés canadiennes.

En 1989, les effets de la déréglementation de l'industrie gazière ont continué à se faire sentir. L'augmentation des ventes directes est encore importante cette année, quoi que plus faible qu'en 1988.

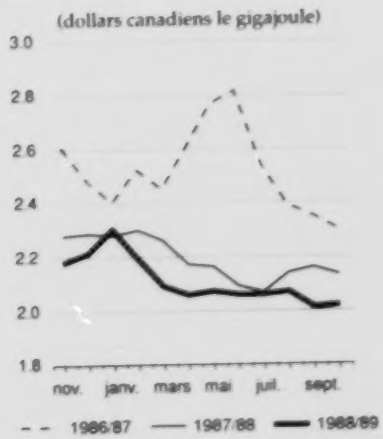
En 1989, les ventes nettes de gaz naturel au Canada ont atteint 57,2 milliards de mètres cubes, soit une hausse de plus de 8,5 % par rapport à 1988. L'augmentation des ventes nettes a particulièrement été significative en Colombie-Britannique et en Alberta.

La consommation des secteurs résidentiel et commercial s'est accrue en raison de l'important refroidissement des températures moyennes dans l'Ouest du Canada. L'augmentation de la consommation industrielle du gaz naturel a particulièrement été importante en Colombie-Britannique et en Alberta, provinces ou il a servi à la production d'électricité.

Exportations

Les exportations de gaz naturel, toutes destinées aux États-Unis, ont augmenté de 5,4 % en 1989, passant de 35,9 milliards de mètres cubes à 37,9 milliards de mètres cubes.

Figure 9
Prix moyens à l'exportation du gaz naturel



Le prix moyen obtenu par les producteurs canadiens pour le gaz naturel exporté a baissé, du fait de la forte revalorisation du dollar canadien en 1989, qui s'est apprécié d'environ 3,7 % par rapport au dollar américain. Les prix d'exportation ont été en moyenne de 2,13 $ le gigajoule, contre 2,18 $ en 1988, soit une baisse d'environ 2.3 pour cent. Exprimé en dollars américains, le prix d'exportation canadien a augmenté d'environ 1,1 %, passant de 1,88 $ US par million de Btu en 1988 à 1,90 $ US en 1989, alors que le prix américain à la tête du puits augmentait d'environ 2,2 %, passant de 1,67 $ US par million de Btu en 1988 à 1,70 $ US en 1989. Globalement, les recettes totales des exportations de gaz naturel ont affiché une légère hausse, de 0,3 %, pour atteindre 3 milliards de dollars.

La Californie a absorbé 37 % des exportations canadiennes de gaz naturel en 1989, la région du Centre, 40 %, la région du nord-ouest en bordure du Pacifique, 13 %, les États du nord-est, 8 %, et la région des Rocheuses, 2 pour cent. (Voir la figure 10).

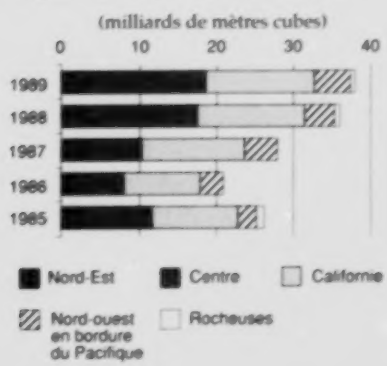
C'est la région du Centre qui a été à l'origine de la majeure partie de l'accroissement des quantités exportées durant l'année, la région du nord-ouest en bordure du Pacifique et la

région des Rocheuses étant à l'origine de la majeure partie du reste. En 1988, la part canadienne du marché américain de gaz naturel est restée supérieure à 7 % de la consommation américaine.

L'accès aux réseaux de gazoducs américains s'est sensiblement amélioré en 1989. À la fin de l'année, la quasi totalité des grands gazoducs américains étaient utilisables en accès libre, ce qui a facilité l'accroissement rapide des ventes à court terme, qui sont passées de 11,3 à 13,8 milliards de mètres cubes entre 1988 et 1989. Les ventes à court terme ont constitué environ 37 % des exportations totales de gaz naturel en 1989, contre 31 % en 1988 et 22 % en 1987.

À la fin de 1989, les perspectives des ventes à l'exportation pour 1990 étaient prometteuses; la plupart des pipelines interétatiques porteurs de gaz canadien étaient d'accès libre, et on s'attendait à ce que les prix d'exportation du gaz naturel suivent la tendance établie en 1989.

Figure 10
Exportation de gaz naturel par région



Capacité des gazoducs

Si on excepte une faible marge libre sur le réseau de Westcoast Energy Inc., les principaux gazoducs canadiens ont eu peu de capacité disponible en 1989. Durant l'année, l'Office a approuvé deux agrandissements importants, l'un de TransCanada PipeLines Limited et l'autre de Foothills Pipe Lines Ltd. (On trouvera un exposé plus détaillé des décisions de l'Office au chapitre intitulé *Audiences et enquêtes*). TransCanada a aussi déposé une autre demande pour construire d'autres agrandissements en 1991-1992. L'Office prévoit examiner cette demande au début de 1990.

Liquides de gaz naturel

La production totale nette de liquides de gaz naturel du Canada s'est établie en 1989 à 25,4 millions de mètres cubes, se répartissant comme suit : éthane, 10,6; propane, 9,2; et butanes, 5,6. Ces chiffres constituent par rapport à 1988 des hausses de production respectives d'environ 3, 3, et 1 pour cent.

Les exportations totales de liquides de gaz naturel se sont élevées à 6,8 millions de mètres cubes, se répartissant comme suit : éthane, 0,3; propane, 3,8; et butanes, 2,7. En 1988, il n'y avait pas eu d'exportations d'éthane. En ce qui concerne les exportations de propane, elles ont augmenté de 2 % par rapport à 1988, et celles de butanes ont baissé de 5 pour cent.

Électricité

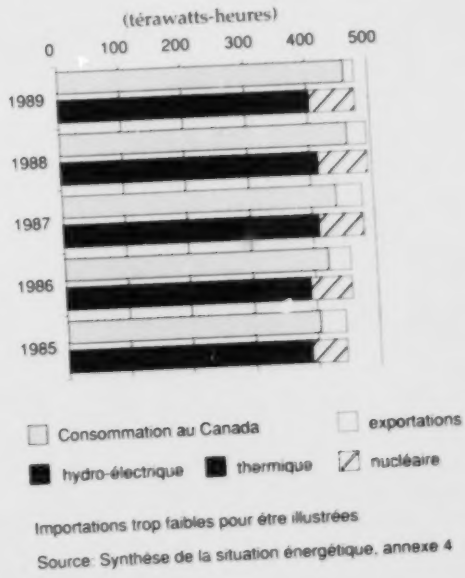
Capacité de production

En 1989, la capacité totale nette de production d'électricité du Canada était de l'ordre de 98 000 mégawatts, soit environ 2 000 mégawatts ou 2 % de plus qu'en 1988.

Production et consommation

La production totale d'électricité en 1989 est estimée à 480 000 gigawatts-heures, en baisse de 2 % par rapport à 1988. Environ 60 % de ce total provenaient de centrales hydroélectriques, 24 % de centrales thermiques classiques, et 16 % de centrales nucléaires. La part des centrales hydroélectriques dans la production totale d'électricité a légèrement baissé par rapport à l'année précédente, en raison du bas niveau des eaux dans les bassins de retenue. Pour l'année, la consommation canadienne totale est estimée à environ 470 000 gigawatts-heures, en hausse d'environ 1 % par rapport à 1988. La figure 11 présente l'offre et la destination d'électricité au cours des cinq dernières années.

Figure 11
Electricité
Approvisionnement et utilisation



Importations trop faibles pour être illustrées

Source: Synthèse de la situation énergétique, annexe 4

Exportations

En 1989, le marché des exportations d'électricité a fléchi. Les sociétés productrices du Canada ont eu fort peu d'excédents exportables, surtout à cause du bas niveau des eaux et de l'accroissement de la demande intérieure de certaines provinces. Elles ont cependant eu assez de capacité excédentaire pour répondre à la demande de pointe à court terme et aux besoins de capacité de réserve des sociétés d'électricité américaines. Bien que les ventes interruptibles aient chuté de 53 %, les ventes fermes sont restées relativement stables. Cette année, les ventes interruptibles n'ont représenté que 55 % des quantités totales exportées, contre 70 % à 80 % auparavant. De ce fait, les ventes totales de 1989 ont été les plus faibles depuis 1976, se chiffrant à 18 462 gigawatts-heures, en baisse de 38 % par rapport à 1988. Les recettes de 661 millions de dollars liées à ces ventes montraient une diminution de 25 % par rapport à 1988.

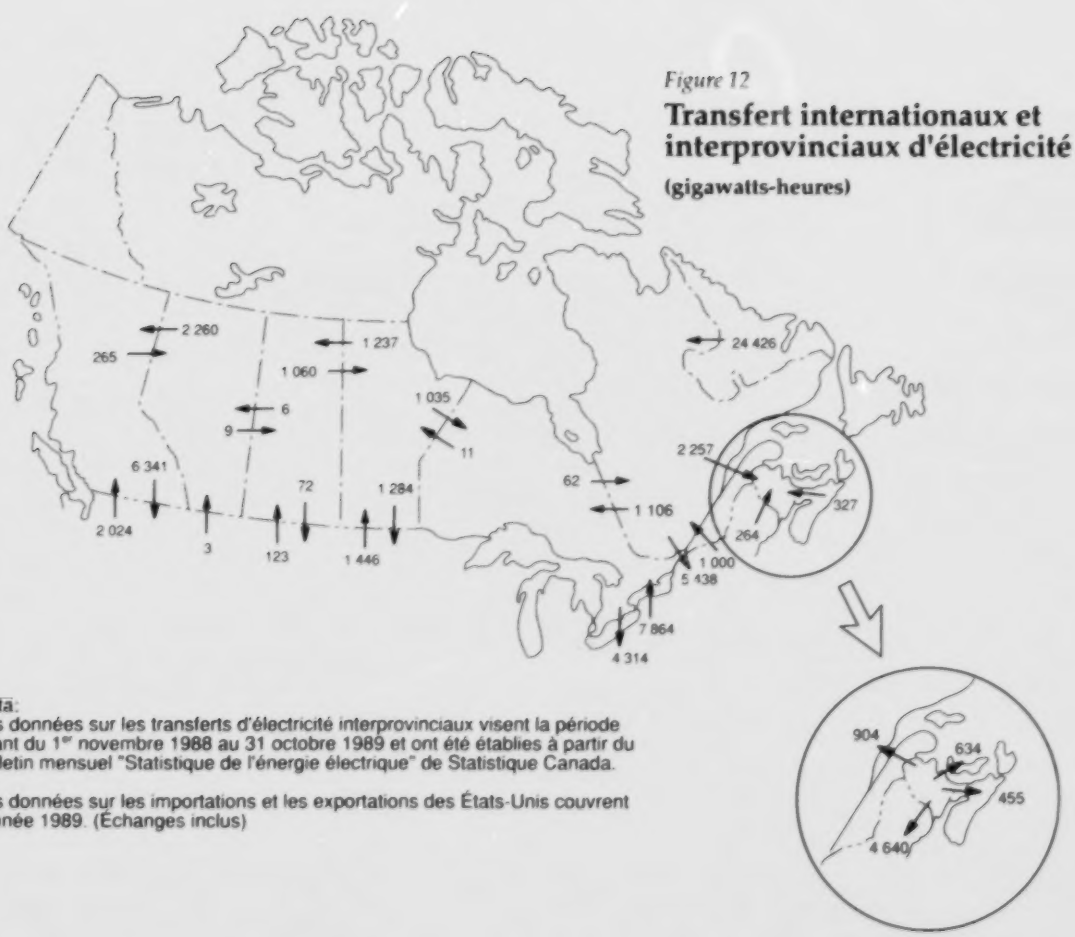
Au quatrième trimestre, le Canada est devenu un importateur net d'électricité. Trois grandes sociétés publiques, Hydro-Québec, Ontario Hydro et Hydro-Manitoba ont dû acheter de l'énergie pour couvrir les besoins de leurs réseaux. Les quantités totales nettes exportées ont chuté de 64 % par rapport à l'an dernier.

La figure 12 indique les importations et exportations de 1989, ainsi que les transferts interprovinciaux pour la période de 12 mois terminée le 31 octobre 1989. Les annexes Électricité 6 et 7 présentent la destination de toutes les exportations et importations, par province exportatrice et région ou état importateur.

Figure 12

Transfert internationaux et interprovinciaux d'électricité

(gigawatts-heures)



Nota:
Les données sur les transferts d'électricité interprovinciaux visent la période allant du 1er novembre 1988 au 31 octobre 1989 et ont été établies à partir du bulletin mensuel "Statistique de l'énergie électrique" de Statistique Canada.

Les données sur les importations et les exportations des États-Unis couvrent l'année 1989. (Échanges inclus)

Les ventes fermes d'Énergie Nouveau-Brunswick n'ont pas changé depuis l'an dernier, alors que ses ventes interruptibles ont baissé de 19 pour cent. L'accroissement des besoins intérieurs de la province et des livraisons aux provinces voisines a réduit l'excédent d'énergie disponible pour l'exportation.

Les ventes fermes d'Hydro-Québec sont restées relativement stables, alors que ses ventes interruptibles ont chuté de 89 % par rapport à l'an dernier. La baisse de niveau des réservoirs, résultant des faibles chutes de pluie et de neige, a empêché la société d'être plus active sur le marché d'exportation.

Ontario Hydro, qui exporte traditionnellement beaucoup, est devenue importatrice nette d'électricité en 1989. Ses achats aux États-Unis ont atteint le record de 5,7 térawatts-heures, au coût global de 189 millions de dollars. Ses exportations totales ont baissé de 55 % par rapport à 1988, essentiellement à cause de deux facteurs : augmentation des besoins intérieurs et restrictions provinciales sur les émanations de gaz acide. Afin de respecter les nouvelles limites établies en matière d'émanations, et afin de couvrir ses propres besoins, Ontario Hydro a dû importer de l'électricité du Michigan plutôt qu'utiliser ses propres centrales au charbon.

En ce qui concerne la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba, la montée du niveau des eaux dans ses réservoirs en 1989 lui a permis d'accroître ses ventes à l'exportation de 70 % par rapport à 1988, bien que le chiffre net de ces ventes, 1 228 gigawatts-heures, soit resté inférieur à celui enregistré il y a quelques années.

Sur la côte Ouest, le niveau de l'eau dans les réservoirs des deux côtés de la frontière est resté faible durant la majeure partie de l'année, ce qui a provoqué une baisse de 33 % des exportations de la Colombie-Britannique. Les sociétés provinciales ont eu fort peu de production excédentaire exportable mais, en réponse à l'accroissement de la demande d'énergie des États-Unis, la British Columbia Hydro and Power Authority a exporté de l'énergie de sa centrale au gaz naturel de Burrard. L'Office l'a autorisée à exporter de l'électricité de cette centrale après qu'elle eût obtenu les autorisations environnementales appropriées des autorités provinciales. Alors que les exportations de B.C. Hydro durant les années passées provenaient essentiellement de centrales hydroélectriques, seulement 5% de celles de cette année provenaient de cette source, alors que 38 % provenaient de la centrale de Burrard. Les 57 % restants ont été achetés à la TransAlta Utilities Corporation de l'Alberta (28 % provenant du

Figure 13
Ventes de terres

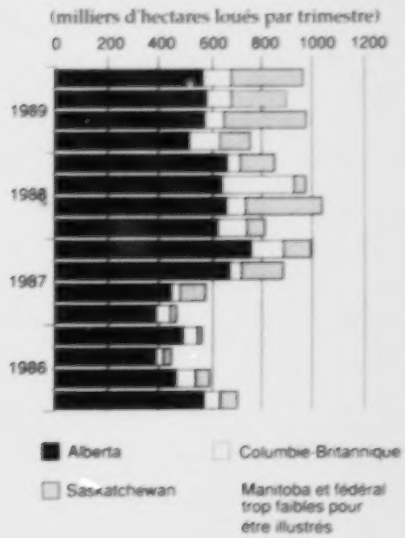


Figure 14
Vente de terres

gaz naturel et 29 % de charbon canadien) pour être revendus aux États-Unis.

Bien que l'hydroélectricité reste la première forme de toute l'électricité exportée, sa part est tombée à 42 % en 1989, alors qu'elle se situait auparavant autour de 70 pour cent. Parmi les autres combustibles utilisés pour produire l'électricité exportée, mentionnons le gaz naturel (15 %), l'énergie nucléaire (12 %), le charbon importé (8 %), le charbon canadien (11 %), le pétrole importé (6 %), et le pétrole canadien (2 %). Les 4 % restants étaient composés d'électricité achetée à une société productrice américaine et revendue à une autre.

Activités d'exploration de pétrole et de gaz naturel, et réserves

Travaux d'exploration et de mise en valeur

Les activités en amont de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel ont baissé en 1989 par rapport à 1988, ce que l'on peut attribuer :

- à l'incertitude entourant les prix futurs du pétrole et du gaz naturel;
- à l'abolition des programmes d'incitation gouvernementaux;
- à l'incidence des fusions et des prises de contrôle; et
- aux efforts soutenus de rationalisation des entités productrices, axés sur l'abaissement des coûts.

L'un des principaux indicateurs des activités d'exploration est le niveau des investissements dans les terres du Canada. En 1989, les dépenses consacrées aux transactions foncières ont été bien inférieures à celles de l'année précédente, ce qui reflète une baisse des primes versées pour obtenir des concessions. Durant l'année, les gouvernements provinciaux et fédéral ont cédé des droits d'exploitation minière sur 3,6 millions d'hectares, ce qui constitue une baisse de seulement 2 % par rapport aux 3,7 millions d'hectares de 1988. Cependant, le prix moyen a été de 134 $ l'hectare en 1989, contre 177 $ et 269 $ l'hectare en 1988 et 1987, respectivement. Le prix à l'hectare a fluctué en 1989, entre des moyennes de 165 $ au premier trimestre et de 118 $ au dernier.

Les sommes totales consacrées aux ventes foncières dans tout le Canada ont baissé de 26 % en 1989 par rapport à 1988. Durant l'année, l'industrie du pétrole et du gaz naturel a

consacré 485,6 millions de dollars aux ventes foncières, contre 659,4 millions de dollars en 1988 et 793,5 millions de dollars en 1987.

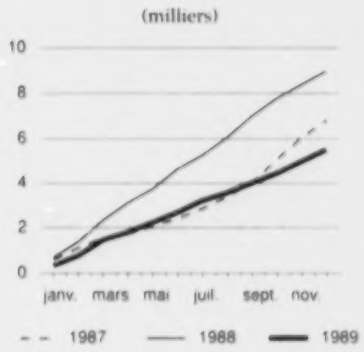
Le nombre de puits forés a diminué d'environ 39 %, passant de 8 950 en 1988 à environ 5 470 en 1989. On a enregistré durant l'année un transfert des activités d'exploration et de mise en valeur du pétrole vers le gaz naturel, que l'on peut attribuer au raffermissement des marchés et à la stabilisation des prix du gaz naturel.

Les activités de forage ont été moins intenses en 1989 qu'en 1988, sauf de la mi-novembre à la fin de décembre. Il faut souligner que le nombre de forages tend à varier considérablement d'un mois à l'autre, notamment en fonction du degré d'accès aux secteurs de forage durant les diverses saisons.

En 1989, l'activité géophysique est restée inférieure au niveau de 1988, tant au chapitre du nombre moyen d'équipes actives chaque mois qu'à celui du nombre de kilomètres arpentés chaque mois. La figure 17 illustre le nombre moyen d'équipes en activité chaque mois durant les trois dernières années. L'activité géophysique augmente traditionnellement durant les mois d'hiver, lorsque certaines régions des provinces deviennent plus accessibles.

En 1989, les dépenses d'exploration et de mise en valeur au Canada ont atteint environ 5,5 milliards de dollars, ce qui constitue une baisse de 18 % par rapport aux 6,7 milliards de dollars de 1988.

Figure 15
Puits forés au Canada



Réserves de pétrole et de gaz naturel

Selon les estimations de l'Office, les réserves restantes établies de brut conventionnel étaient de 666,2 millions de mètres cubes au 31 décembre 1988 (Tableau 3), soit 39,3 millions de mètres cubes de moins qu'à la fin de 1987.

Les réserves établies initiales (c'est-à-dire, avant la production) de brut conventionnel ont augmenté de 34,5 millions de mètres cubes grâce aux découvertes, à l'extension des réserves et à la révision des estimations antérieures. Depuis 1985, l'ajout annuel aux réserves ne remplace pas la production.

L'Office tient compte des estimations des réserves établies initiales et restantes de bitume brut. Il s'agit d'estimations des projets développés seulement, fondées sur les estimations des

Figure 16
Activités des installations de forage canadiennes

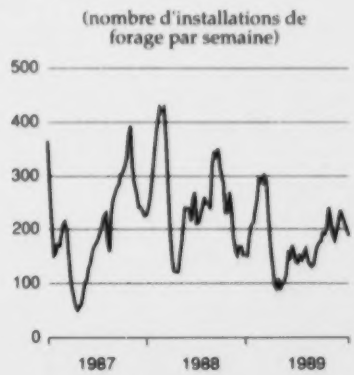


Figure 17
Travaux de géophysique canadiens

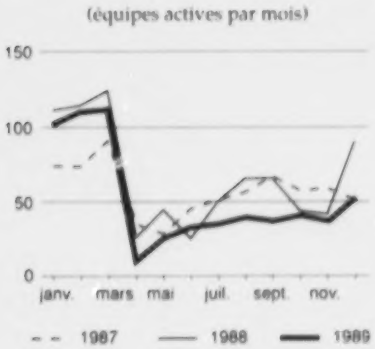


Tableau 3
Estimation des réserves établies de pétrole brut conventionnel au 31 décembre 1988
(En millions de mètres cubes)

Brut conventionnel	**Initiales**	**Restantes**
Colombie-Britannique	86,9	18,1
Alberta	2 141,6	502,8
Saskatchewan	469,5	110,8
Manitoba	35,1	8,9
Sud du Yukon et Territioires du Nord-Ouest	35,2	24,8
Ontario et autre régions productrices de l'est	10,5	0,8
Total partiel	**2 778,8**	**666,2**
Bitume brut [a]		
Exploitable en surface	644,0	497,0
Exploitable in situ	99,0	69,5
Total partiel	**743,0**	**566,5**
TOTAL AU CANADA	**3 521,8**	**1 232,7**

Remarque : Les chiffres du tableau ont été arrondis.
(a) Source : OCRÉA, Rapport ST89-18. (Selon projets développés seulement)

projets exploitables en surface et in situ incluses dans le rapport de la OCRÉA (Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta) sur les réserves annuelles.

Dans ses estimations des réserves établies, l'Office ne tient pas compte du pétrole découvert dans les régions pionnières, parce que sa viabilité économique reste incertaine. De petites quantités de brut ont été acheminées par navire pétrolier du champ Bent Horn, de l'archipel Arctique, et du champ Amauligak, de la mer de Beaufort.

Les réserves établies initiales de gaz naturel commercialisable des régions conventionnelles ont augmenté de 83,5 milliards de mètres cubes, grâce aux découvertes, à l'extension des réserves et à la révision des estimations antérieures. La réévaluation des réserves établies initiales de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort a contribué à rehausser les réserves de

Figure 18
Dépenses d'exploration et de mise en valeur

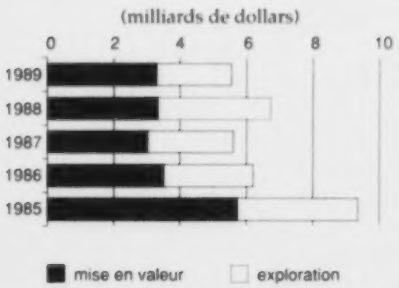


Tableau 4

Estimation des réserves établies de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 1988

(En milliards de mètres cubes)

Régions conventionnelles	**Initiales**	**Restantes**
Colombie-Britannique	409,5	208,5
Alberta	3 009,5	1 545,9
Saskatchewan	109,4	66,8
Sud du Yukon et Territoires du Nord-Ouest	14,5	8,0
Ontario et aures régions productrices de l'est	40,1	9,9
Total partiel	**3 583,0**	**1 839,2**
(sous-total en exajoules)	**137,7**	**70,7**
Régions pionnières		
Delta Mackenzie/ Mer de Beaufort	308,5	308,5
Total partiel	**308,5**	**308,5**
(sous-total en exajoules)	**11,4**	**11,4**
TOTAL DU CANADA	**3 891,5**	**2 147,7**
(Total en exajoules)	**149,2**	**82,1**

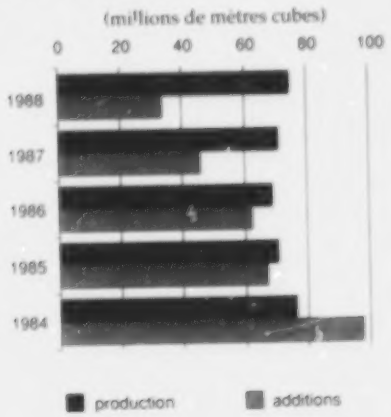
Remarque : Les chiffres du tableau ont été arrondis.

Figure 19

Pétrole brut

Additions aux réserves et production

Régions classiques



159 milliards de mètres cubes. Dans le cadre de la révision des réserves de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, l'Office a aussi revu son estimation des réserves de l'archipel Arctique. Étant donné l'incertitude qui entoure les échéanciers d'exploitation et la viabilité économique de ces réserves, il a conclu qu'il est pour le moment préférable d'exclure ces quantités de gaz naturel de la catégorie des réserves établies et de les considérer comme des ressources découvertes. En conséquence, les réserves établies initiales du Canada ont été réduites de 69,7 milliards de mètres cubes. L'amélioration future des paramètres économiques pourrait autoriser la réintégration des ces ressources découvertes dans la catégorie des réserves établies.

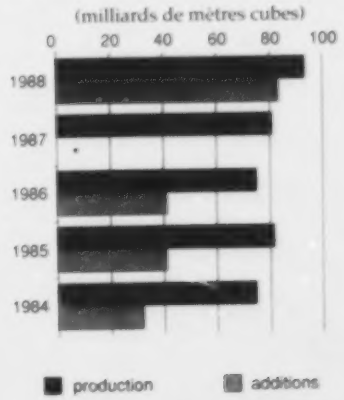
Suite à ces découvertes, révisions et extensions des réserves des régions conventionnelles et pionnières du Canada, l'Office estime que les réserves établies restantes de gaz naturel

Figure 20

Gaz naturel

Additions aux réserves et production

Régions classiques



*En 1987, les additions aux réserves se sont élevées à 0,3 milliard de mètres cubes.

commercialisable s'établissaient, le 31 décembre 1988, à 2 147,7 milliards de mètres cubes (Tableau 4). Ce chiffre est inférieur de 172 milliards de mètres cubes à l'estimation de la fin de 1987. Dans les régions conventionnelles, les réserves établies restantes ont baissé de 18,7 milliards de mètres cubes, l'ajout aux réserves n'ayant pas permis de remplacer la production durant l'année.

Outre les réserves établies susmentionnnées de pétrole brut et de gaz naturel des régions conventionnelles et pionnières, l'Office tient compte des estimations de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) sur les ressources découvertes dans les régions pionnières. Ces estimations, indiquées au tableau 5, pourront à l'avenir être considérées comme des réserves établies, à mesure que se préciseront leurs échéanciers d'exploitation et leurs paramètres économiques.

Tableau 5

Ressources découvertes[a] des régions pionnières au 31 décembre 1988

	Pétrole brut (En millions de mètres cubes)	**Gaz naturel** (En milliards de mètres cubes)
Delta du Mackenzie/ Mer de Beaufort	253,2	308,5[b]
Grand Banc/Labrador	212,0	146,8
Nouvelle-Écosse	22,9	162,4
Archipel Arctique	65,7	416,4
Autres régions	0,0	0,0
Total, régions pionnières	**553,8**	**1034,1**

(a) Les ressources découvertes correspondent aux meilleures estimations actuelles des quantités de pétrole brut et de gaz naturel susceptibles d'être récupérées avec la technologie actuelle et sans contraintes de viabilité économique, des quantités spécifiquement prouvées par les forages, les essais ou la production, et des quantités qu'on juge constituer des ressources récupérables contiguës et dont l'interprétation des données géologiques, géophysiques et autres permet de supposer de manière relativement certaine l'existence.

(b) L'Office considère ces ressources découvertes comme des réserves établies, comme l'indique le tableau 4.

Remarque : Les chiffres du tableau ont été arrondis.
Source : Rapport annuel de 1988 de l'APGTC.

L'année en bref

Points saillants des principales activités de 1989

GAZ NATUREL

- Octroi d'une prorogation de licence de 11 ans à Alberta and Southern pour exporter 116,4 milliards de mètres cubes supplémentaires (4,1 billions de pieds cubes) de gaz naturel (GH-5-88)

- Délivrance de licences autorisant Esso, Gulf et Shell Canada à exporter aux États-Unis du gaz naturel du delta du Mackenzie. Esso est autorisée à exporter 144 milliards de mètres cubes (5,1 billions de pieds cubes), Gulf, 91 milliards de mètres cubes (3,2 billions de pieds cubes), et Shell, 25 milliards de mètres cubes (0,9 billion de pieds cubes). Le Conseil des Canadiens et le Secrétariat des négociations des Dénés et des Métis ont demandé que la décision soit révisée (GH-10-88)

- Octroi d'une prorogation de licence de 7 ans à Western Gas Marketing Limited, avec une augmentation de volume de 6,3 milliards de mètres cubes (222,6 milliards de pieds cubes); en outre, octroi d'une prorogation de licence de 6 ans à ProGas, avec une augmentation de volume de 23,3 milliards de mètres cubes (823 milliards de pieds cubes) (GH-9-88)

- Octroi d'une licence de 15 ans à Amoco pour exporter 3,85 milliards de mètres cubes (137 milliards de pieds cubes) (GH-3-89)

- Octroi d'une licence de 3 ans à BC Gas pour exporter aux fins de réimportation 184 millions de mètres cubes (6,5 milliards de pieds cubes) (GH-4-89)

- Autorisation consentie à cinq sociétés (Canterra, Norcen, Poco, Shell et Western Gas Marketing) d'exporter jusqu'à 22 milliards de mètres cubes (0,77 billion de pieds cubes) sur une période de 16 ans. L'Office a rejeté une demande de Vector Energy (GH-8-88)

- Approbation de quatre demandes de Amoco, ProGas, Western Gas Marketing Limited et ICG (Ontario) pour exporter jusqu'à 10,4 milliards de mètres cubes (367 milliards de pieds cubes). L'Office a rejeté quatre autres demandes d'exportation déposées par Direct Energy, Western Gas Marketing, Indeck et Shell Canada (GH-1-89)

- Tenue d'un colloque avec le Canadian Energy Research Institute et discussion de questions techniques portant sur l'analyse coûts-avantages et l'analyse de l'incidence des exportations supplémentaires sur les marchés gaziers du Canada

ÉLECTRICITÉ

- Approbation de la demande de B.C. Hydro pour une prorogation de 18 mois de sa licence EL-162 (EH-1-89)

- Approbation de la demande d'Hydro-Québec pour l'exportation annuelle à la New York Power Authority de 800 mégawatts de puissance de diversité garantie et de jusqu'à 3 000 gigawatts-heures d'énergie associée (EH-2-89)

ÉTUDES SUR L'ÉNERGIE

- Publication de *l'Évaluation du marché du gaz naturel, 1989-1991*, deuxième d'une

série d'études qui seront publiées périodiquement pour évaluer le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel et analyser les perspectives à court terme de l'offre et de la demande de gaz naturel canadien

PIPELINES

- Approbation d'un projet de 573 millions de dollars d'agrandissement du réseau de TransCanada, comprenant 407 kilomètres de pipelines, quatre stations de comptage et cinq compresseurs, devant entrer en service le 1er novembre 1990

RÉGLEMENTATION DES DROITS

- Établissement des nouveaux droits que TransCanada peut percevoir pour le transport de gaz naturel vers l'Est du Canada à un niveau de 11 % inférieur à ceux demandés par TransCanada

- Annonce d'une décision sur la méthode de répartition de la capacité qui deviendra disponible sur le pipeline de Westcoast, et annonce de décisions sur la procédure de mise en file d'attente; rejet d'une proposition de Westcoast visant à offrir un tarif de droits de promotion à l'égard du projet de pipeline de l'île de Vancouver

- Examen de la base des taux, du coût du service et du taux de rendement de l'année d'essai 1990 durant la phase II des audiences sur les droits de Westcoast; annonce d'une décision le 19 décembre 1989

- Tenue d'une audience sur une demande de TransCanada visant l'application de nouveaux droits à partir du 1er janvier 1990

- Annonce d'une décision relative à une demande de North Canadian Oils, visant l'accès au pipeline de Foothills, et établissement de critères d'accès au pipeline et d'une procédure de répartition de la capacité garantie

CONTENTIEUX

- La Cour d'appel fédérale a jugé que le projet de construction d'une canalisation de six kilomètres au sud-ouest de l'Ontario, par Cyanamid Canada Pipeline Inc., relève de la compétence provinciale plutôt que fédérale; un autre appel interjeté par Cyanamid devant la Cour suprême du Canada a été retiré le 25 septembre 1989

- Midland Cogeneration Venture Limited a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en juin 1989, autorisant cinq sociétés canadiennes à exporter du gaz naturel à Midland et à Consumers Power Company et assortissant les licences de conditions telles que les exportations à Midland dans une année ne puissent dépasser celles à Consumers dans la même année. Dans une lettre adressée à la Cour le 29 novembre 1989, le représentant de Midland mentionne que celle-ci examine les délais dont elle dispose pour poursuivre son appel, et il demande à la Cour de reporter l'examen du dossier d'appel jusqu'à ce que Midland ait dressé ses plans définitifs et en ait informé la Cour

- Western Gas Marketing, à titre d'agent de TransCanada, Indeck, Shell Canada et Niagara Mohawk ont entrepris diverses actions auprès de la Cour d'appel fédérale relativement à la décision rendue par l'Office à l'instance GH-1-89 de rejeter leurs demandes. Ces actions portent principalement sur l'équité de la méthode utilisée par l'Office dans ses analyses coûts-avantages lors de l'examen de ces demandes visant des exportations ainsi que sur la question de savoir si l'utilisation des analyses

coûts-avantages pour limiter des exportations contrevient ou non à l'Accord de libre-échange

- Le 21 décembre 1989, l'Association des utilisateurs industriels de gaz a demandé à la Cour d'appel fédérale (Section de première instance) qu'elle rende des ordonnances (a) annulant la décision prise lors de la conférence préliminaire aux audiences GH-5-89 de ne pas inclure la méthodologie optionnelle de réglementation des droits (méthode de péréquation ou méthode d'augmentation) dans la liste des questions devant être examinées durant l'audience GH-5-89; (b) demandant à l'Office d'ajouter cette question à la liste des questions; (c) et empêchant l'Office d'entamer l'audience GH-5-89 tant que cette question n'aurait pas été incluse. Ces demandes devaient être examinées par la Cour d'appel fédérale en février 1990

PROCÉDURE DE RÉGLEMENTATION

- Le projet de loi C-23, Loi modifiant la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, vise à intégrer dans la *Loi* la nouvelle politique sur l'électricité, à rationaliser les dispositions de la *Loi*, à ramener de 11 à 9 le nombre de membres permanents de l'Office, et à autoriser l'Office à recouvrer ses frais d'exploitation; le Parlement a été saisi du projet de loi C-23 à la fin de l'année

- Le Réglement sur l'ONE, partie VI est modifié pour refléter la nouvelle politique sur l'exportation d'électricité ainsi que la nouvelle méthode d'examen des demandes d'exportation de gaz naturel axée sur les conditions du marché

- L'Office a publié l'ébauche de Directives concernant la publication préalable des projets de demande de construction ou d'agrandissement de pipelines, l'exportation d'électricité, ou l'exportation de pétrole brut à forte teneur en soufre de la côte Ouest du Canada. Les commentaires recueillis font l'objet d'une analyse

ORGANISATION ET ADMINISTRATION

- M^me^ Livia Thur, vice-présidente associée, a démissionné le 1^er^ avril

- M. A. Digby Hunt, vice-président associé, a pris sa retraite le 4 août

- M^me^ Anita Côté-Verhaaf a été nommée membre de l'Office à partir du 1^er^ septembre

- M. Kenneth W. Vollman, membre temporaire de l'Office, a été reconduit à ce poste pour 3 ans, à partir du 30 septembre. Il a aussi été reconduit dans ses fonctions d'Administrateur de l'Administration du pipeline du Nord

- M. John R. Jenkins, membre de l'Office, a pris sa retraite le 12 novembre, après 30 années de service

- M^me^ Marie Tobin a été nommée secrétaire de l'Office le 16 octobre

- M^me^ Martha Musgrove a été nommée membre de l'Office à partir du 1^er^ décembre 1989

- M^me^ Céline Bélanger et M. Roy Illing ont été nommés membres de l'Office à partir du 1^er^ janvier 1990

- Le 1^er^ février, l'Office a suspendu les activités de ses comités permanents, à titre d'essai. Les questions ne devant pas faire l'objet d'une audience sont maintenant examinées par l'Office lui-même, en séance plénière

- Le Conseil du trésor a autorisé l'Office à procéder au recouvrement de tous ses frais d'exploitation auprès des industries réglementées, sous réserve de l'adoption du projet de modification de la *Loi*. Des consultations ont été tenues en 1989 avec les industries concernées au sujet d'un plan de mise en oeuvre

Données principales sur les sociétés pipelinières relevant de l'Office national de l'énergie

	Base des taux de 1989[1] (millions de $)	Besoins en revenus de 1989 (millions de $)	Longueur (doublements compris)(km)	Débit réel en 1989
				(10^6 m^3)
GROUPE 1[2] Gaz				
Alberta Natural Gas Company Ltd.	17	28	172	14 635
Foothills Pipe Lines Ltd.	583	173	850	14 416
Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.	369	71	341	2 752
TransCanada Pipelines Limited	2 505	938	10 675	38 908
Westcoast Energy Inc.	786	273	4 497	11 817
				($10^3$$m^3$)
GROUPE 1 Pétrole				
Cochin Pipe Lines Ltd.	48	31	1 125	3 783
Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.	624	272	6 652	79 894
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	305	73	868	1 836
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	96	63	1 328	10 194
Pipelines Trans-Nord Inc.	38	27	847	9 791
GROUPE[2]				
Total	S.O.	S.O.	3 195	S.O.

1. Valeur nette des installations ou l'équivalent, y compris le fonds de roulement.
2. Le Groupe 1 comprend les dix grandes sociétés pipelinières; les données financières les concernant sont fondées sur des estimations préliminaires fournies par elles-mêmes. Le Groupe 2 comprend les 39 petites sociétés pipelinières restantes, qui sont réglementées en fonction des plaintes, et pour lesquelles on ne dispose pas de données financières.

Activités de l'Office

... L'Office a tenu 13 audiences d'une durée totale de 151 jours.

Audiences et enquêtes

En 1989, l'Office a tenu 13 audiences d'une durée totale de 151 jours, menées en totalité ou en partie dans des localités telles que Vancouver, Inuvik, Calgary, Ottawa et Montréal.

Voici le résumé des principales décisions prises en 1989 suite à des audiences publiques.

Exportations de gaz naturel

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Prorogation de licence - GH-5-88

En novembre 1987, Alberta and Southern a demandé une modification de sa licence GL-99 l'autorisant à exporter du gaz naturel à Pacific Gas Transmission, qui le revend à Pacific Gas and Electric Company, dans le nord de la Californie. La société a demandé une prorogation de licence de 16 ans, de 1994 à 2010, avec une augmentation de 169,3 milliards de mètres cubes (6 billions de pieds cubes) du volume total pouvant être exporté.

L'Office a tenu une audience publique à Calgary en décembre 1988 et il a publié ses Motifs de décision en juin 1989. L'Office a accordé à Alberta and Southern une prorogation de licence de 11 ans et une autorisation d'exportation de 116,4 milliards de mètres cubes supplémentaires (4,1 billions de pieds cubes) de gaz naturel, à partir d'octobre 1994.

Esso Ressources Canada Ltée./Ressources Gulf Canada Ltée./Shell Canada Limitée. Licences - GH-10-88

Dans des demandes datées du 21 septembre 1988, Esso et Shell Canada ont demandé l'autorisation d'exporter 144 milliards de mètres cubes (5,1 billions de pieds cubes) et 25 milliards de mètres cubes (0,9 billion de pieds cubes), respectivement, de gaz

naturel du delta du Mackenzie vers les États-Unis, sur une période de 20 ans devant commencer entre 1996 et l'an 2000. Gulf a déposé une demande semblable le 8 février 1989, pour obtenir une licence d'exportation de 91 milliards de mètres cubes (3,2 billions de pieds cubes) de gaz naturel.

En avril 1989, l'Office a tenu dix jours d'audiences publiques à Ottawa et à Inuvik, et a publié ses Motifs de décision en octobre 1989, annonçant l'octroi des licences demandées. Celles-ci sont assujetties à l'exigence de garantir que les Canadiens auront la possibilité d'acheter du gaz du delta du Mackenzie dans des conditions semblables à celles offertes à l'exportation. Les sociétés seront tenues de déposer auprès de l'Office leurs contrats de vente exécutés, pour les faire approuver.

En novembre 1989, le Conseil des Canadiens et le Secrétariat des négotiations des Dénés et des Métis ont demandé à l'Office de revoir sa décision. Conformément à ses règles de pratique, l'Office a décidé de recueillir des commentaires sur ces demandes et c'est au printemps de 1990 qu'il décidera si la révision demandée est justifiée.

Western Gas Marketing Limited/ProGas Limited - Prorogation de licences - GH-9-88

Western Gas Marketing et ProGas ont déposé le 16 septembre 1988 et le 25 octobre 1988, respectivement, des demandes de modification de leurs licences d'exportation de gaz naturel aux États-Unis.

Western Gas Marketing a demandé que sa licence GL-83, l'autorisant à exporter du gaz naturel à Boundary Gas Inc., soit prorogée de novembre 1996 à janvier 2003, et que le volume exportable soit augmenté de 6,3 milliards de mètres cubes (222,6 milliards de pieds cubes).

ProGas a demandé que sa licence GL-98, qui l'autorise à exporter à quatre sociétés pipelinières américaines interétatiques desservant le Midwest et le Nord-Est des États-Unis, soit prorogée de six ans, de 1994 à l'an 2000, et que le volume exportable soit augmenté de 23,3 milliards de mètres cubes (823 milliards de pieds cubes).

Le 25 janvier 1989, l'Office a tenu une audience publique à Calgary pour examiner les deux demandes, lesquelles ont été approuvées en juin.

Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée. - Licence - GH-3-89

Le 12 janvier 1989, Amoco a présenté une demande d'autorisation d'exportation de 3,85 milliards de mètres cubes (137 milliards de pieds cubes) de gaz naturel à Washington Natural Gas Co. de Seattle, sur une période de 15 ans commençant le 1er novembre 1989.

L'Office a tenu une audience publique d'une journée à Vancouver en mars 1989 et a publié en mai 1989 ses Motifs de décision approuvant la licence demandée.

BC Gas Inc. - Licence d'exportation et d'importation - GH-4-89.

Le 8 mai 1989, BC Gas a demandé l'autorisation d'exporter 184 millions de mètres cubes (6,5 milliards de pieds cubes) de gaz naturel sur une période de trois ans.

BC Gas a déclaré que le gaz naturel serait exporté à Huntingdon, en Colombie-Britannique, pour être acheminé aux installations d'entreposage de Jackson Prairie, dans l'État de Washington. Ce gaz serait "réimporté" au Canada dans le cadre d'accords d'échange avec les exportateurs de gaz naturel durant les mois d'hiver, pour que BC Gas puisse l'utiliser durant ses périodes de pointe. De ce fait, il n'y aurait pas d'exportation nette ni de réimportation réelle de gaz naturel.

En juillet, l'Office a tenu une audience publique à Vancouver pour examiner cette demande, et a annoncé le même mois sa décision d'approuver la licence.

Licences à l'appui de la demande concernant les installations de 1989-1990 de TransCanada PipeLines Limited - GH-4-88

En 1988, l'Office a reçu plusieurs demandes de nouvelles licences d'exportation ou de modification de licences existantes. Ces licences ou modifications ont été sollicitées pour appuyer les installations demandées par TransCanada le 28 juillet 1988 afin d'agrandir son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec. (voir la section *Installations pipelinières*)

a. Canterra Energy Ltd., demande du 13 septembre 1988
Norcen Energy Resources Ltd., demande du 14 septembre 1988
Poco Petroleums Ltd., demande du 16 septembre 1988
Shell Canada Limitée, demande du 14 septembre 1988
Western Gas Marketing Limited, demande du 15 septembre 1988

Ces sociétés se proposaient d'exporter jusqu'à 22 milliards de mètres cubes (0,77 billion de pieds cubes) de gaz naturel aux sociétés Consumers Power Company et Midland Cogeneration Venture Limited Partnership, du Michigan. Les exportations se feraient à partir d'Emerson, au Manitoba, sur une période de 16 ans allant de 1988 à 2005.

b. Vector Energy Inc., demande du 29 août 1988

Vector se proposait d'exporter jusqu'à 380 millions de mètres cubes (13,4 milliards de pieds cubes) de gaz naturel pendant une période de 20 ans, allant de 1989 à 2009. Ce gaz serait vendu à Altresco Inc. de Denver, au Colorado, pour alimenter une centrale de coproduction devant être construite à Pittsfield, au Massachusetts.

c. Direct Energy Marketing Limited, demande du 12 octobre 1988

Direct Energy souhaitait exporter jusqu'à 936 millions de mètres cubes (33 milliards de pieds cubes) pendant 15 ans, à partir de novembre 1989. Ce gaz était destiné à Consolidated Fuels qui voulait l'utiliser pour alimenter une centrale de coproduction de Arrowhead devant être construite à East Georgia, au Vermont. En janvier 1989, Direct Energy a demandé que l'étude de sa demande soit reportée. L'Office a décidé d'étudier la demande de Direct Energy dans le cadre de son examen de la demande concernant les installations de TransCanada pour 1990.

En janvier 1989, l'Office a consacré une audience publique à ces demandes, à Calgary, et a publié ses Motifs de décision au mois de juillet. Il a délivré les licences demandées aux cinq premières sociétés susmentionnées. Ces cinq licences correspondent généralement aux quantités et périodes demandées par les sociétés, sauf dans le cas de Poco, dont la licence porte sur l'exportation de 2 715 millions de mètres cubes (96 milliards de pieds cubes) sur une période de 11 ans, plutôt que sur les 3 750 millions de mètres cubes (132,5 milliards de pieds cubes) demandés sur 15 ans. L'Office a rejeté la demande de Vector Energy Inc.

Le 25 juillet 1989, Vector a demandé à l'Office de revoir sa décision. À l'appui de sa demande de révision, Vector a déposé une demande modifiée. Le 3 août 1989, l'Office a décidé de rejeter la demande de révision et de traiter la demande modifiée de Vector comme une nouvelle demande de licence d'exportation de gaz naturel, laquelle fera l'objet d'une audience publique au début de 1990.

Les 2, 13, 19 et 26 octobre et le 1er novembre, respectivement, Canterra, Shell Canada, Norcen, Poco et Western Gas Marketing ont

demandé une modification de la condition assortissant leurs licences, condition exigeant que les quantités annuelles exportées à Midland ne puissent dépasser celles exportées à Consumers. (Se reporter également au chapitre du *Contentieux*).

Licences à l'appui de la demande concernant les installations pour 1990-1991 de TransCanada PipeLines Limited - GH-1-89

Au 15 février 1989, l'Office avait reçu plusieurs demandes de nouvelles licences d'exportation ou de modification de licences existantes. Ces demandes étaient destinées à appuyer la demande d'installations présentée par TransCanada le 29 décembre 1988, révisée en mars et en mai 1989, en vue d'agrandir son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec. (Se reporter au chapitre des *Installations pipelinières*).

Voici les détails de ces huit demandes.

	Quantité totale durant la période	
Expéditeur/Importateur	**en milliards de mètres cubes**	**en milliards de pieds cubes**
Sprague, au Manitoba :		
ICG Utilities (Ontario) Ltd./ Exportation pour réimportation à Rainy River, en Ontario	3150	111
Niagara Falls, en Ontario :		
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée/ Consolidated Edison	4 778	169
ProGas Limited/Texas Eastern Transmission Company	Pas d'augmentation de la quantité totale[1]	
Cornwall, en Ontario :		
Western Gas Marketing Limited/ Megan-Racine Associates, Inc.	1820	64
Philipsburg, au Québec :		
Direct Energy Marketing Limited/ Consolidated Fuels Co.	936	33
Niagara Falls, en Ontario :		
Ressources Shell Canada Ltée/ Cogen Energy Technology Inc.	2 755	97
Indeck Gas Supply Corporation/ Indeck Energy Services of Oswego Inc.	3 500	124
Gananoque, en Ontario :		
Western Gas Marketing Limited/ Niagara Mohawk Power Corporation	7 910	279

1. ProGas a demandé que les points d'exportation des deux licences existantes, Emerson et Monchy, soient remplacés par Niagara Falls.

L'Office a tenu sur ces demandes une audience publique qui a commencé à Calgary le 12 avril, a repris à Ottawa le 25 avril, et s'est terminées le 13 juillet. En novembre 1989, l'Office a rendu sa décision approuvant les quatre premières demandes et rejettant les quatre autres. Les Motifs de décision ont été publiés en décembre.

Renseignements exigés de TransCanada Pipelines Limited concernant l'approvisionnement en gaz naturel, à l'appui de ses demandes d'installations pour 1991-1992 et pour 1992-1993 - GHW-3-89

En juillet, après avoir examiné des questions soulevées par Union Gas Limited et C-I-L- Inc; l'Office a décidé de tenir une audience publique, par voie de mémoires, en vue d'obtenir l'opinion des parties intéressées sur les renseignements concernant l'approvisionnement en gaz que TransCanada doit fournir à l'appui de demande que cette société a présenté relativement aux installations dont elle aura besoin en 1991-1992 et 1992-1993.

Après avoir examiné 54 mémoires, et considérant l'incidence de sa décision sur les délais impartis à TransCanada pour re-déposer sa demande d'installations, l'Office a annoncé sa décision le 3 novembre 1989, ses Motifs de décision devant suivre plus tard.

L'Office a décidé de ne pas accorder de latitude quant aux renseignements sur l'approvisionnement consacré à un projet exigés aux termes de l'ébauche des Règles de pratique et de procédure de l'ONE, sauf dans les cas où le volume supplémentaire mentionné dans la demande d'installations de TransCanada représente la croissance normale du marché existant de l'expéditeur. Dans ces cas, TransCanada devra fournir des renseignements sur les dispositions d'approvisionnement en gaz naturel existantes de l'expéditeur et sur le processus d'acquisition des approvisionnements en gaz de celui-ci, ainsi que sur l'état de l'acquisition des approvisionnements supplémentaires indiqués dans la demande d'installations.

L'Office a en outre décidé qu'une évaluation d'approvisionnement globale sera nécessaire, en complément des informations d'approvisionnment spécifiques au projet. En conséquence, il a décidé que TransCanada devra faire la preuve qu'il y a ou qu'il y aura des approvisionnements en gaz naturel adéquats pour garantir une utilisation suffisante, à long terme, de la capacité totale du pipeline.

Exportations d'électricité

British Columbia Hydro and Power Authority - Prorogation d'une licence - EH-1-89

En août 1988, B.C. Hydro a demandé une prolongation de sa licence EL-162, délivrée en 1984, au-delà de la date normale d'expiration du 30 septembre 1988. La licence autorise la société à exporter de l'électricité et de l'énergie garanties aux sociétés de distribution des États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. En septembre 1988, l'Office a décidé de proroger de six mois la date d'expiration de la licence, soit jusqu'au 31 mars 1989, pour avoir le temps d'examiner la demande de B.C. Hydro.

Une audience s'est tenue à Vancouver, les 6 et 7 mars 1989. L'Office a consenti le 28 mars 1989 à proroger de 18 mois la licence de B.C. Hydro, soit jusqu'au 30 septembre 1990.

Énergie Nouveau-Brunswick - Condition 6(b) - EHW-1-89

Dans une lettre du 10 mars, Énergie N.-B. a demandé des éclaircissements sur la condition 6(b) de ses licences d'exportation de service interruptible EL-140, EL-143 et EL-145. La condition 6(b) exige que l'énergie destinée à l'exportation soit d'abord offerte aux marchés canadiens économiquement accessibles.

L'Office a décidé d'offrir aux parties intéressées la possibilité de présenter leurs commentaires sur l'interprétation de la condition, avant de répondre à Énergie N.-B.

Après avoir analysé les commentaires reçus, l'Office a décidé, le 17 août, que le but de la condition d'offre est de garantir, avant qu'une exportation soit effectuée, que chaque service publique avoisinant ait la possibilité d'acheter une quantité d'électricité égale à celle proposée à l'exportation, et ce aux mêmes conditions, et au même prix.

Hydro-Québec - Licence - EH-2-89

Le 15 février 1989, Hydro-Québec a déposé une demande de licence autorisant l'exportation à New York Power Authority de 800 mégawatts de puissance de diversité garantie et d'un maximum de 3 000 mégawatts-heures d'énergie connexe par année, durant une période allant de juin 1991 à octobre 1998.

Une audience s'est tenue à Montréal du 16 au 18 mai 1989. La décision approuvant la licence a été publiée en septembre.

Installations pipelinières[1]

TransCanada PipeLines Limited - Installations pour 1989-1990 - GH-4-88

En janvier 1989, l'Office a publié ses Motifs de décision sur la demande présentée le 28 juillet 1988 par TransCanada au sujet des installations requises pour répondre à l'expansion des marchés intérieur et extérieur, dès le 1er novembre 1989. La décision avait été rendue en décembre 1988 afin de permettre à TransCanada de commencer ses travaux de construction d'hiver au moindre coût, d'avoir le temps voulu pour obtenir livraison de compresseurs et de conduites, et de résoudre des problèmes de financement de certains projets de coproduction.

TransCanada PipeLines Limited - Installations pour 1990-1991 - GH-1-89

Le 29 décembre 1988, TransCanada a déposé une demande d'autorisation d'agrandissement de son réseau pipelinier en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec, afin d'accroître, à compter du 1er novembre 1990, sa capacité de desservir ses marchés intérieur et extérieur.

TransCanada proposait d'ajouter 471 kilomètres de canalisation et de nouvelles installations de compression, au coût estimatif de 652 millions de dollars. La demande portait sur deux nouveaux tronçons de pipeline, l'un de 26 kilomètres à Gananoque, en Ontario, et l'autre de 36 kilomètres à Napierville, au Québec. Quant au reste, il s'agissait d'un doublement réparti sur l'ensemble du réseau, surtout en Saskatchewan et au Manitoba.

En mars 1989, TransCanada a révisé sa demande de façon à obtenir en plus l'autorisation de construire les 206 kilomètres de la canalisation Dawn, et un doublement de 7 kilomètres le long du prolongement Emerson, au Manitoba. De ce fait, le coût estimatif des installations demandées a été rajusté, à 868 millions de dollars.

Au début de mai, TransCanada a de nouveau révisé sa demande en retirant le projet de construction de la canalisation Dawn, en raison de la conclusion d'un accord avec Union Gas en vue de réduire le doublement d'installations pipelinières. Aux termes de cet accord, Union Gas transportera du gaz naturel pour TransCanada de Dawn à Kirkwall. Au début de mai, encore, l'Office a donné à TransCanada l'autorisation d'acheter la canalisation Kirkwall de Union Gas, et

1. Comprenant la conception des droits, selon le cas.

TransCanada a proposé, dans sa demande révisée, d'installer 32,5 kilomètres de canalisation parallèle à la canalisation Kirkwall. Du fait de la révision de la demande, le coût total des installations de 1990-1991 a été estimé à 709 millions de dollars.

La demande a fait l'objet d'une audience publique à Calgary et à Ottawa, entre le 12 avril et le 13 juillet 1989. Durant la même audience, l'Office a également étudié plusieurs demandes d'exportation de gaz naturel aux États-Unis (se reporter au chapitre précédent sur les demandes d'exportation de gaz).

L'Office a rendu sa décision le 21 août 1989, avant de publier ses Motifs, étant donné les délais requis par TransCanada pour commander les compresseurs et conduites, et pour planifier ses travaux.

Dans sa décision, l'Office a approuvé la construction et l'installation de 407 kilomètres de pipelines, de quatre stations de comptage et de cinq compresseurs. Le coût estimatif des installations approuvées est de 593 millions de dollars.

L'Office a refusé d'autoriser le déplacement d'un compresseur sur la canalisation Kirkwall de TransCanada, qui n'était pas lié aux besoins de 1990, et 35 kilomètres de canalisation parallèle que TransCanada proposait d'installer sur son tronçon Western afin d'assurer une certain protection en cas de défaillance d'un compresseur.

À l'origine, l'Office n'avait pas rendu de décision sur le projet de prolongement Gananoque, dans l'est de l'Ontario. L'Office avait déjà indiqué aux parties qu'il reprendrait l'audience à ce sujet, pour obtenir d'autres preuves sur les questions relatives au tracé et à l'environnement, liées au prolongement Gananoque, si la demande connexe d'exportation de gaz naturel présentée par Western Gas Marketing Limited était approuvée. Le 20 novembre 1989, l'Office a rendu sa décision, rejetant cette demande de licence d'exportation. En conséquence, la demande concernant le prolongement Gananoque et les installations de comptage connexes a été rejetée.

Foothills Pipe Lines (Alberta) Ltd. - Agrandissement du tronçon de l'Est - GHW-1-89

Dans une demande du 11 avril, Foothills a demandé l'autorisation d'aménager des installations de décompression/recompression aux alentours d'une usine de dégazolinage du gaz, près d'Empress, en Alberta. Les nouvelles installations visaient à éliminer un goulot d'étranglement sur le tronçon de l'Est du réseau pipelinier de Foothills et à permettre à la société d'accroître la pression d'exploitation de son réseau, tout en

continuant de séparer l'éthane et les autres hydrocarbures plus lourds du gaz avant son acheminement hors de l'Alberta.

L'augmentation de la pression doit permettre a Foothills d'accroître d'environ 25 % la capacité de la partie préconstruite du tronçon de l'Est, qui passera à 38,2 millions de mètres cubes (1,35 milliard de pieds cubes) par jour lorsque d'autres légères modifications auront été apportées au réseau.

Le coût estimatif du projet d'expansion est de 34,5 millions de dollars.

Le 30 juin, l'Office a approuvé la demande de Foothills.

Citizens' Coalition for Clean Water - St. Clair Pipelines Ltd.- Révision des conditions environnementales - GH-3-88

En octobre 1988, l'Office a rendu une décision approuvant une demande présentée par St. Clair Pipelines visant la construction d'un pipeline traversant la rivière Ste. Claire, à environ 25 kilomètres au sud de Sarnia, en Ontario. La méthode de construction approuvée était le forage directionnel sous la rivière.

Le 15 mars 1989, la Citizens' Coalition for Clean Water a demandé à l'Office de revoir sa décision. La coalition, représentant des résidents de Wallaceburg et de la réserve indienne de l'île Walpole, avait exprimé des préoccupations au sujet de la qualité des approvisionnements en eau, notamment à cause des risques de pollution résultant de la réintroduction dans l'eau de contaminants provenant du lit de la rivière et d'incidents survenant dans l'utilisation et l'élimination des boues de forage.

À la suite de cette étude, l'Office a ordonné de nouvelles conditions environnementales concernant le contrôle de la qualité des eaux de la rivière, la manipulation des boues de forage et la manière d'en disposer. L'Office a exigé que St. Clair Pipelines se soumette à ces conditions lors des travaux d'aménagement et d'installation du pipeline.

Les travaux ont été achevés avec succès le 28 octobre 1989, sans effets néfastes sur l'environnement.

Droits et tarifs

North Canadian Oils Limited - Accès au pipeline de Foothills - MH-2-88

Dans une demande du 17 août 1988, North Canadian Oils a demandé à l'Office de délivrer une ordonnance obligeant Foothills à fournir un service garanti sur son réseau pipelinier en Saskatchewan. North Canadian Oils avait besoin de capacité de

transport sur le réseau de Foothills pour conclure des ententes de transport de 1,4 millions de mètres cubes (50 millions de pieds cubes) par jour de gaz naturel vers les marchés du centre des États-Unis.

L'Office a tenu une audience publique qui a commencé à Calgary le 13 février 1989 et s'est achevée à Ottawa le 23 février. L'Office a rendu le 10 avril sa décision approuvant la demande. Ses Motifs de décision ont été publiés en juillet et comprenaient des décisions concernant d'autres aspects du tarif de Foothills, notamment les critères d'accès au pipeline et la procédure de répartition de la capacité garantie.

TransCanada PipeLines Limited - Droits de 1988 - RH-1-88

L'audience publique sur la demande déposée par TransCanada au sujet de nouveaux droits exigibles en 1988 s'est tenue en deux étapes. La première portait sur des questions de conception des droits et des questions de tarif, et la deuxième sur des questions de coût du service, ainsi que sur les questions tarifaires restantes.

La première étape de l'audience, d'une durée de 54 jours, a commencé le 16 mai 1988 à Ottawa et a pris fin le 13 septembre. Le 5 janvier 1989, l'Office a publié ses Motifs de décision. Dans sa décision, qui est entrée en vigueur le 1er novembre 1989, l'Office a levé l'interdiction relative à l'autosubstitution, c'est-à-dire au transport de gaz naturel acheté par les distributeurs pour remplacer du gaz qu'ils achetaient auparavant à TransCanada.

La deuxième étape de l'audience a commencé le 9 janvier 1989 à Calgary et s'est poursuivie à Ottawa le 30 janvier, pour s'y achever le 11 avril, après 51 jours de séance. Elle portait sur des questions des taux de rendement, de base des taux et de coût du service pour 1988 et 1989, ainsi que sur diverses questions de conception des droits et de tarif.

L'Office a publié ses Motifs de décision le 2 août 1989, établissant les nouveaux droits que TransCanada peut demander pour le transport de gaz vers le centre et l'est du Canada, ainsi que pour l'exportation. Les nouveaux droits autorisés sont de 11 % inférieurs à ceux demandés par la société.

L'Office a rejeté la demande de TransCanada visant à relever la composante capitaux propres de sa structure de capitalisation de 30 % à 32,5 %. Il a approuvé à l'égard des actions ordinaires des taux de rendement de 13,25 % pour 1988 et de 13,75 % pour 1989. Pour 1987, le taux approuvé était de 13,25 pour cent. L'Office a aussi décidé de ne pas mettre en place pour le moment de système de courtage, mais il autorisera des affectations à rabais à condition que les droits qu'il a approuvés soient versés à

TransCanada. Finalement, l'Office a demandé à TransCanada de soumettre une procédure révisée de mise en file d'attente pour tenir compte des besoins des expéditeurs demandant une nouvelle capacité. La nouvelle procédure a été reçue au début de décembre et a été adressée aux parties concernées, dont les réactions sont actuellement à l'étude.

La deuxième étape de l'audience a également porté sur deux autres demandes, l'une de Northridge Petroleum Marketing Inc., du 12 décembre 1988, et l'autre de Union Gas Limited, du 23 janvier 1989. Northridge demandait à l'Office d'émettre des ordonnances lui donnant accès au réseau pipelinier de TransCanada pour le gaz devant être transporté vers le sud-ouest de l'Ontario par le système Great Lakes. Union Gas demandait à l'Office d'ordonner à TransCanada, à partir du 1er février 1989, de recevoir, de transporter et de livrer du gaz naturel pour Union Gas aux mêmes conditions que les contrats actuellement en vigueur. Le 18 avril 1989, l'Office a rendu sa décision approuvant la demande de Northridge. Le 20 juin 1989, Union Gas a retiré sa demande.

Westcoast Energy Inc. - Droits de 1989-1990 - RH-1-89/RH-2-89

Le 9 janvier 1989, l'Office informait Westcoast et les parties intéressées qu'il avait plafonné à 274 millions de dollars les besoins en revenus de Westcoast pour 1989. Cette somme était inférieure de 1 million de dollars à celle prévue par la société pour 1989, et elle reflétait le pourcentage approuvé antérieurement pour le coût des actions ordinaires, soit 13,75 pour cent. Cette méthode novatrice évitait de tenir une audience longue et coûteuse sur le coût du service de la société pour 1989, en rendant inutile une révision formelle de la conception des droits et des tarifs de Westcoast pour l'année.

Le 23 mars 1989, l'Office annonçait que l'examen des droits de Westcoast pour 1990 se ferait dans le cadre de deux audiences distinctes.

Durant la première (RH-1-89), l'Office a examiné la conception des droits et des questions tarifaires, notamment la répartition de la capacité et l'autosubstitution. Cette première audience, de 17 jours en tout, a commencé le 12 juin 1989 à Vancouver pour s'achever le 18 juillet à Ottawa.

Au cours de l'audience, soit le 5 juillet, l'Office a rendu sa décision sur la méthode de répartition de la capacité rendue disponible sur le réseau de Westcoast du fait de l'expiration d'anciens contrats de vente de gaz naturel à des clients des marchés intérieur et extérieur. Il a aussi publié des décisions sur les procédures de mise en file d'attente, notamment sur l'octroi

des droits de renouvellement, ainsi que sur l'autosubstitution, en abrogeant son interdiction antérieure à cet égard.

Dans une deuxième décision, rendue le 4 août, l'Office a rejeté une proposition de Westcoast visant à offrir des droits de service promotionnels pour le projet de pipeline de l'île de Vancouver.

Le 12 octobre 1989, l'Office a publié ses Motifs de décision, portant à la fois sur ses décisions antérieures et sur les décisions prises à l'égard de toutes les autres questions examinées durant la première audience, notamment sur la conception des droits applicables au service de transport interruptible, au traitement et au transport en vue du stockage, ainsi que sur la répartition de la capacité de service interruptible.

La deuxième audience (RH-2-89) s'est tenue à Vancouver du 11 au 24 octobre, les plaidoiries finales ayant été présentées à Ottawa le 31 octobre et le 1er novembre. Durant cette audience, l'Office a ordonné à Westcoast d'établir ses droits définitifs pour la période du 1er novembre au 31 décembre 1989. Cette décision permettait d'éviter l'imposition de droits intérimaires en 1989 et avait pour conséquence souhaitable de lever toute incertitude quant aux droits exigibles durant cette période. De ce fait, durant la deuxième audience, l'Office n'a examiné la base des taux, le coût du service et le taux de rendement de Westcoast que pour l'année d'essai 1990.

Le 19 décembre, l'Office a rendu sa décision autorisant Westcoast à fixer de nouveaux droits pour le transport de gaz naturel durant l'année d'essai 1990. Il a rendu sa décision sans les motifs afférents, de façon à éviter de devoir établir des droits provisoires à partir du 1er janvier 1990. Les Motifs de décision seront publiés au début de 1990.

Dans la cadre de sa décision, l'Office a approuvé un taux de rendement du capital-actions de 13,25 % sur une composante d'actions ordinaires de 35 pour cent. Le taux de rendement approuvé du capital-actions représente une diminution de 50 percentiles par rapport au taux approuvé antérieurement. L'Office s'attend à ce que les droits définitifs soient légèrement inférieurs à ceux actuellement en vigueur.

Le 22 décembre 1989, Westcoast a demandé à l'Office de revoir et de modifier une partie de sa décision, afin de corriger une erreur et de préserver l'intégrité de la société. Le 9 janvier 1990, l'Office a publié une ordonnance de modification et a ordonné à Westcoast de déposer ses nouveaux droits d'ici au 15 janvier 1990.

En 1989, l'Office a reçu et examiné plusieurs demandes de révision de ses décisions concernant les droits de Westcoast.

Le 1er septembre, Pacific Coast Energy lui a demandé de revoir sa décision concernant un projet de Westcoast visant à offrir des droits de service promotionnels pour le projet de pipeline de l'île de Vancouver. Le 13 septembre, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources de la Colombie-Britannique a demandé à son tour à l'Office de revoir sa décision et de reprendre l'audience. Après avoir examiné les demandes de Pacific Coast Energy et du ministère de la Colombie-Britannique, puis les avis des parties intéressées concernant la question de savoir si l'Office devrait revoir sa décision, et enfin les répliques des demandeurs, l'Office a décidé le 1er novembre de rejeter les demandes. En effet, il n'a pas été convaincu que les motifs de révision invoqués dans les demandes soulevaient des doutes sur la justesse de la décision du 4 août.

Le 29 novembre 1989, l'Association des sociétés pétrolières indépendentes du Canada (ASPIC) a demandé à l'Office de revoir sa décision concernant les droits associés au service interruptible de Westcoast. ASPIC prétendait que les droits étaient trop élevés, étant donné certains faits apparus après la conclusion d'une audience. Le 15 décembre, l'Office a décidé qu'il était justifié de revoir la décision et il a sollicité l'avis des parties intéressées avant de rendre une décision finale.

BC Gas Inc. - Plainte sur le détournement en amont et en aval

Le 6 décembre 1989, BC Gas a déposé une plainte concernant le fait que Westcoast Energy Inc. refuse à BC Gas (Lower Mainland Division et Island Division) le droit de détourner du gaz vendu de son réseau vers des points de livraison en amont et en aval du réseau de Westcoast. Le 21 décembre 1989, l'Office a sollicité l'avis des parties intéressées avant de rendre une décision.

TransCanada PipeLines Limited - Droits de 1990 - RH-3-89

Dans une demande du 26 juillet, dans sa version modifiée, TransCanada a demandé l'approbation de nouveaux droits exigibles à partir du 1er janvier 1990.

L'audience a débuté le 27 novembre à Ottawa et s'est terminée le 14 décembre.

Durant l'audience, l'Office a examiné le coût du service, la base des taux et le taux de rendement. L'audience n'a pas porté sur la conception des droits ni sur des questions tarifaires, sauf en ce qui concerne les prévisions de débit.

Les nouveaux droits demandés visaient à relever d'environ 10 % les droits moyens pour le transport garanti.

TransCanada a demandé une augmentation de 6,7 % de ses besoins totaux en revenus, qui passeraient ainsi de 932 à 994 millions de dollars, et de 20 % de sa base des taux, qui passerait de 2,5 à 3 milliards de dollars.

TransCanada a par ailleurs demandé que le rendement de ses actions ordinaires soit porté de 13,75 à 14,25 pour cent.

L'Office prévoit publier sa décision au début de l'année 1990.

Compagnie Pipeline Interprovincial - Étude sur la conception des droits - RHW-1-89

Le 28 juin 1988, la Compagnie Pipeline Interprovincial a déposé une étude sur la conception de ses droits, conformément aux Motifs de décision RH-4-86 de l'Office, de juin 1987.

Le rapport de l'Office sur l'étude a été publié en janvier 1990. On y trouve plusieurs décisions sur des questions de conception des droits, notamment sur la méthode appropriée d'établissement des frais supplémentaires applicables au pétrole brut moyen et lourd, aux produits pétroliers et aux liquides du gaz naturel.

Enquêtes

Compagnie Pipeline Interprovincial - Accident de Camrose, en Alberta - OHW-1-89

À la fin 1986, l'Office a entrepris la révision de sa décision d'adopter la recommandation 5.9 du comité chargé d'enquêter sur un accident mortel survenu en 1985 sur le pipeline de la Compagnie Interprovincial, près de Camrose, en Alberta. Cette recommandation exigeait que les sociétés pipelinières relevant de l'Office enlèvent certains types de soudures de leurs pipelines et vérifient par échantillonnage la solidité de certaines autres soudures.

En 1988, l'Office a accepté un processus de révision en deux étapes recommandé par l'industrie.

La première étape comprenait un programme d'inspection et d'échantillonnage visant à recueillir des données pour effectuer la révision. Cinq sociétés ont déposé des mémoires à ce sujet : Dome Petroleum Ltd. (aujourd'hui "Ressources Amoco Canada Limitée"), Compagnie Pipeline Interprovincial, Petroleum Transmission Company, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., et Pipelines Trans-Nord Inc.

La deuxième étape consiste à revoir la recommandation à la lumière des mémoires déposés. Les parties intéressées ont été

invitées à réagir à ces mémoires, et leurs avis sont en cours d'examen.

Dans le même ordre d'idées, l'Office a invité l'industrie à commenter les onze autres recommandations du comité d'enquête. Les 22 janvier, 14 avril et 22 juillet 1988, puis le 16 février 1989, l'Office a rendu des décisions portant sur ces recommandations, et il a approuvé des modifications connexes au *Règlement sur les pipelines terrestres*.

Autres activités de l'Office

Pétrole

En 1989, l'Office a délivré 150 ordonnances d'exportation de pétrole brut et de produits pétroliers. L'Office reçoit chaque mois des données de l'industrie sur les volumes et les prix de ces exportations. Ces données sont compilées et analysées, et des rapports d'ensemble sont diffusés à l'industrie et aux autres parties intéressées. L'Office publie également des rapports annuels sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers.

L'Office publie chaque trimestre une prévision à court terme de la demande primaire des principaux produits pétroliers, par région du Canada. Ces données sur la demande sont comparées aux prévisions de l'offre à court terme de l'industrie, périodiquement communiquées à l'Office. Celui-ci publie aussi chaque trimestre un état comparé de l'offre et de la demande à court terme de pétrole brut et des principaux produits pétroliers.

Gaz naturel

En 1989, l'Office a approuvé 151 ordonnances d'exportation et d'importation à court terme de gaz naturel, et a approuvé dix nouvelles licences et trois modifications de licences (voir les annexes Gaz 4 et 12).

Durant l'année, l'Office a veillé à ce que les transactions d'exportation de gaz naturel soient conformes aux termes des licences et aux dispositions contractuelles approuvées. Il a rassemblé et publié des données mensuelles sur les prix d'exportation et sur les ventes, ainsi que sur les coûts de transport connexes; ces données ont permis à un comité de fonctionnaires fédéraux et des provinces productrices d'évaluer les prix à l'exportation par rapport aux prix intérieurs.

L'Office a également publié une mise à jour de son évaluation du marché du gaz naturel canadien (voir *Études énergétiques*).

Propane et butanes

En 1989, l'Office a continué de surveiller les exportations de propane et de butanes. Dans ce contexte, il a délivré 47 ordonnances d'exportation de propane et 42 ordonnances d'exportation de butanes. Les sociétés remettent à l'Office des données mensuelles sur les exportations, notamment sur les prix et les quantités. D'autre part, elles lui fournissent des informations sur leurs approvisionnements et sur la destination de ces produits. Ces données sont analysées et des rapports d'ensemble sont diffusés à l'industrie et aux autres parties intéressées.

Éthane

Les exportations d'éthane sont soumises aux mêmes critères de réglementation que le gaz naturel. L'Office a délivré une ordonnance d'exportation d'éthane en 1989.

Électricité

En 1989, l'Office a continué de surveiller les exportations d'électricité afin de s'assurer que les transactions respectent les conditions des licences approuvées. Il a aussi délivré une nouvelle licence d'exportation à Hydro-Québec et 17 ordonnances d'exportation à court terme (36 mois maximum). En outre, l'Office a délivré deux ordonnances d'exemption concernant des lignes internationales de transport d'électricité et a modifié les conditions de deux licences et de deux ordonnances d'exportation. Dans le cadre de ses activités de surveillance, il a reçu des données sur les quantités exportées et les revenus de chaque exportateur, et a compilé un rapport mensuel à l'intention des sociétés exportatrices, des organismes fédéraux et d'autres parties intéressées. On trouvera dans les annexes sur l'électricité, à la fin de ce rapport, la liste détaillée des quantités exportées et des recettes correspondantes, ainsi que la liste des licences et des ordonnances délivrées en 1989.

Commerce interprovincial de l'électricité

À la demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Office a lancé une étude destinée à identifier et examiner les mesures qui pourraient être prises pour:

- améliorer le commerce interprovincial d'électricité,
- encourager la collaboration entre les services publics d'électricité, et
- permettre aux acheteurs et aux vendeurs d'électricité d'avoir un accès commercial à la capacité disponible de transport

d'une province à l'autre, pour le transport de transit. Par transport de transit on entend le transport d'électricité appartenant à un service au moyen des circuits d'un autre service pour livraison soit à une tierce partie, soit de nouveau au service d'origine.

L'Office poursuit l'étude selon deux axes : la coopération inter-services, d'une part, et le transport de transit et l'accès aux services de transport d'autre part. L'Office s'efforcera d'obtenir la participation active des gouvernements provinciaux, des services d'électricité et d'autres parties intéressées.

Autres activités du secteur de l'électricité

Durant l'année, l'Office a continué d'informer le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources sur la situation des exportations d'électricité. Il a également continué ses consultations et sa collaboration avec les autres ministères gouvernementaux et groupes industriels qui coordonnent, au Canada et aux États-Unis, l'exploitation des services d'électricité en Amérique du Nord.

L'Office a fourni une aide technique au ministère des Affaires indiennes et du Nord pour étudier une proposition de la société hydroélectrique du Manitoba visant à acheminer de l'électricité de son propre réseau vers les localités indiennes du nord de la province.

Le personnel de l'Office a continué de travailler avec l'industrie et de la consulter au sujet du modèle informatique CANEBEX-5, qui permet de calculer les avantages économiques des transactions d'échange d'énergie économique auxquelles participent parfois jusqu'à cinq réseaux. L'énergie économique désigne l'énergie vendue par un réseau à un autre pour réaliser des économies de production, lorsque le réseau destinataire a suffisamment de capacité pour transporter les quantités sur son propre réseau. Le personnel de l'Office envisage d'utiliser le programme CANEBEX-5 pour identifier les avantages éventuels du transport de transit, dans le cadre de son étude du commerce interprovincial de l'électricité.

Études sur l'énergie

Évaluation du marché du gaz naturel - 1989-1991

En décembre 1989, l'Office a publié son deuxième Rapport d'évaluation du marché du gaz naturel.

Ce rapport fait le point sur le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel, ainsi que sur les perspectives à court

terme de l'offre et de la demande de gaz naturel canadien, suite au premier rapport, de 1988. C'est le deuxième d'une série que l'Office publiera périodiquement dans le cadre de ses responsabilités permanentes de surveillance. La publication de ces rapports avait été annoncée dans la décision de juillet 1987, par laquelle l'Office adoptait la méthode axée sur les conditions du marché pour évaluer les demandes d'exportation de gaz naturel.

Ce rapport examine en détail la structure et le fonctionnement du marché canadien du gaz naturel, notamment son évolution depuis octobre 1988, et il contient des prévisions jusqu'en 1991.

Suite à son examen de la situation, l'Office a tiré les conclusions ci-après.

- L'an dernier, certaines limites à la concurrence commerciale ont été abolies, mais pas toutes.

  - La réglementation des provinces productrices en matière d'acheminement est en cours d'examen, mais l'Alberta continue de refuser des permis d'acheminement pour les ventes directes, pour ce qu'elle juge être des marchés "principaux" d'autres provinces.

  - Les services de vente et de transport pour les distributeurs de l'est du Canada font maintenant l'objet de contrats séparés, et les contrats de vente n'accordent aux distributeurs qu'une latitude limitée lorsqu'il s'agit de remplacer du gaz acheté à Western Gas Marketing par du gaz acheté ailleurs.

  - Les organismes de réglementation du Manitoba, de l'Ontario et du Québec ont accepté les conséquences de ces contrats sur les prix payés par les utilisateurs ultimes jusqu'en novembre 1990, ce qui a relativement stabilisé les prix durant cette période.

  - Le nombre et le volume des ventes directes ont augmenté, et les prix des ventes de Western Gas Marketing et des achats fermes directs d'une année ont convergé, ce qui signale une intensification de la concurrence entre les ventes de Western Gas Marketing et les ventes directes.

- L'Office a ouvert l'accès aux services de transport pipeliniers aux expéditeurs effectuant des transactions directes, et a établi des procédures pour les expéditeurs en file d'attente, afin d'assurer qu'ils soient tous traités de manière équitable.

- Un nombre croissant de clients effectuant des achats directs ont accès aux services de transport sur les réseaux de distribution, bien que la politique au Québec ait eu pour effet de décourager le transport de gaz directement acheté autrement que par les accords d'achat-vente passés avec les distributeurs de la province.

- Les prix intérieurs demeurent en moyenne inférieurs aux prix d'exportation, ce qui signale que les Canadiens n'ont pas de difficulté à obtenir des approvisionnements en gaz naturel à des conditions au moins aussi favorables que les clients d'exportation.

- Les ventes intérieures de gaz naturel devraient s'accroître en 1990 et en 1991, mais à un rythme plus lent qu'au cours des deux dernières années, ce qui reflète le ralentissement prévu de la croissance économique.

- Les ventes à l'exportation devraient continuer d'augmenter et dépasser jusqu'en 1991 les niveaux antérieurs. Les importations à destination du sud de l'Ontario, bien que modestes, devraient également augmenter.

- Malgré la relance attendue des activités de forage, on prévoit un légère baisse des réserves restantes dans les provinces de l'Ouest, jusqu'à l'horizon 1991, du fait de la forte demande de gaz.

- L'excédent des capacités de production par rapport à la demande devrait continuer de s'amoindrir durant la période envisagée, l'offre et la demande arrivant à un équilibre relatif d'ici à 1991.

- En dépit de la nouvelle capacité pipelinière attribuable aux installations construites ou en construction, l'accroissement de la demande de transport garanti sur les marchés intérieur et extérieur entraînera une utilisation très élevée de la capacité pipelinière, et les possibilités de transport interruptible resteront très limitées.

Le rapport conclue que l'industrie a continué de progresser vers une situation de concurrence accrue par rapport à l'année dernière, bien qu'il existe toujours certaines entraves à cet égard. La demande de gaz est élevée et continue de monter, tant sur le marché intérieur qu'à l'exportation. La capacité de production et la capacité de transport (y compris les installations de stockage) devraient être suffisantes pour répondre à la demande jusqu'à l'horizon 1991.

Les prix du gaz naturel devraient rester stables jusqu'en 1991, mais on risque d'enregistrer certaines fluctuations de prix pour certaines catégories de transactions à court terme.

Activités pipelinières

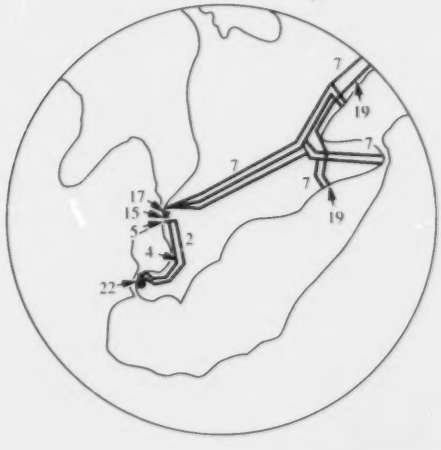
L'Office réglemente 49 sociétés pipelinières de gaz naturel, de pétrole et de produits pétroliers et gaziers. On trouvera le plan de leurs réseaux aux figures 21 et 22.

Toute nouvelle installation pipelinière relevant de l'Office doit être autorisée par l'Office avant d'être construite et d'entrer en activité. L'Office est chargé de surveiller la construction, l'exploitation et l'abandon des installations pipelinières, et il doit veiller à la protection de l'environnement pour garantir le respect de ses règlements sur la sécurité et sur l'environnement, ainsi que des modalités de ses ordonnances ou certificats d'approbation. De plus, l'Office vérifie les frais de construction et d'exploitation afin de garantir que ceux qui paient les droits reçoivent des services efficients. Des certificats sont délivrés a l'égard des nouveaux pipelines de plus de 40 kilomètres de long, si l'Office les approuve après avoir tenu une audience publique, conformément aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Tous les certificats doivent être approuvés par le gouverneur en conseil. On trouvera aux annexes 1, 2 et 3 sur le pétrole et le gaz la liste des ordonnances et certificats de construction de nouvelles installations pipelinières délivrés en 1989.

Le *Règlement sur les pipelines terrestres*, élaboré par l'Office, est entré en vigueur le 1er septembre 1988 pour remplacer le *Règlement sur les oléoducs* et le *Règlement sur les gazoducs*. Le nouveau règlement renvoie aux exigences techniques de conception, de construction et d'exploitation des oléoducs et gazoducs, telles qu'énoncées dans les normes pipelinières de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR). Pour assurer la prise en considération de son opinion lors de l'élaboration de normes nouvelles ou modifiées, l'Office participe étroitement aux activités de l'ACNOR, par le truchement de quelque 25 comités, sous-comités et groupes de travail.

Figure 21

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie - pétrole et produits pétroliers

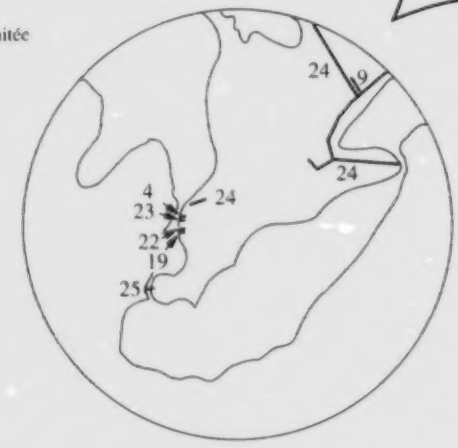


1. Aurora Pipe Line Company
2. Cochin Pipe Lines Ltd.
3. Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian Kerrobert Ltd.
4. Dome NGL Pipeline Ltd.
5. Dome NGL Pipeline Ltd. et La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
6. Esso Ressources Canada Limitée
7. La Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.
8. Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.
9. Manito Pipelines Ltd.
10. Les Pipe-lines Montréal Limitée
11. Mont Resources Limited
12. Murphy Oil Company Ltd.
13. Northwest Transmission Company Limited
14. Petroleum Transmission Company
15. Polysar Hydrocarbons Limited
16. Pouce Coupé Pipelines Ltd.
17. Sun Pipe Line Company
18. Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
19. Pipelines Trans-Nord Inc.
20. Wascana Pipe Line Ltd.
21. Westspur Pipe Line Company (1985) Inc.
22. Windsor Storage Facility Joint Venture
23. Yukon Pipelines Limited

Figure 22

Sociétés pipelinières réglementées par l'Office national de l'énergie - gaz naturel

1. Alberta Natural Gas Company Ltd.
2. Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (inactif)
3. Ressources Amoco Canada Limitée (inactif)
4. A.P.R. Pipeline Company Ltd.
5. Bonanza Oil and Gas Ltd.
6. Canadian Hunter Exploration Ltd.
7. Canadian-Montana Pipe Line Company
8. Champion Pipe Line Corporation Limited
9. Consumers' Gas (Canada) Limited
10. Foothills Pipe Lines Ltd.
11. Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
12. ICG Transmission Holdings Ltd.
13. Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
14. Mid-Continent Pipelines Limited
15. Minell Pipeline Ltd.



16. Murphy Oil Company Ltd.
17. Newex Resources Ltd.
18. Niagara Gas Transmission Limited
    (a) Croisement de la rivière Ottawa
    (b) Croisement du fleuve Saint-Laurent
19. Novacorp International Pipelines Ltd. (titulaire d'un certificat)
20. Peace River Transmission Company Limited
21. Saskatchewan Power Corporation
22. Produits Shell Canada Limitée
23. St. Clair Pipelines Ltd.
24. TransCanada PipeLines Limited
25. Union Gas Limited
26. Westcoast Energy Inc.

27. Embranchement Dempster (Corridor) de Foothi

En 1990, le *Règlement sur les pipelines terrestres* sera modifié de façon à refléter les conclusions de l'examen des recommandations de l'enquête sur un accident survenu sur le réseau pipelinier de la Compagnie Pipeline Interprovincial, près de Camrose, en Alberta. D'autres modifications sont également prévues pour tenir compte des installations des usines de gaz.

Durant l'année écoulée, des inspecteurs de l'Office ont visité cinq sociétés relevant de sa compétence et effectué des inspections d'usage sur 21 installations de compression et de pompage. Ces inspections visaient à évaluer les pratiques d'exploitation, d'entretien et de sécurité des sociétés pipelinières, ainsi qu'à assurer l'application de la Partie II du *Code canadien du travail*, qui régit les questions de santé et de sécurité au travail.

L'Office a aussi procédé à l'inspection de 80 chantiers de construction en 1989, dans le but de vérifier le respect des dispositions du *Règlement sur les pipelines terrestres* et des conditions particulières énoncées dans les ordonnances et certificats délivrés par l'Office. Dans le cadre de ces inspections, les agents de l'Office ont vérifié la conformité à la Partie II du *Code canadien du travail*, (auparavant Partie IV) dans la mesure où elle s'applique aux employés des sociétés pipelinières oeuvrant sur les chantiers de construction.

Respect de la réglementation

Dans son Résumé de l'étude d'impact de la réglementation, concernant le *Règlement sur les pipelines terrestres*, l'Office a annoncé son intention de vérifier les pratiques de sécurité, afin d'assurer le respect des dispositions réglementaires. En 1989, l'Office a élaboré une procédure permettant de définir le système de vérification qui sera mis en oeuvre. Il a également entrepris une vérification d'essai d'une société pipelinière relevant de sa compétence, afin d'évaluer les progrès réalisés dans ce contexte, et les résultats sont très encourageants. Les leçons tirées de cette vérification d'essai ont permis d'améliorer la procédure. L'Office a l'intention d'effectuer d'autres vérifications de diverses sociétés pipelinières en 1990.

L'Administration du pipeline du Nord

Durant la préparation et la construction d'un nouveau poste de compression sur le réseau pipelinier de Foothills Pipe Lines Ltd., l'Administration du pipeline du Nord a demandé des conseils techniques au personnel de l'Office de façon à mieux s'acquitter des responsabilités qui lui incombent aux termes de la *Loi sur le pipe-line du Nord*.

Accidents de pipelines

L'Office exige des rapports détaillés sur tous les accidents causant des blessures ou des décès, sur les cas de défaillance d'un pipeline, comme les fuites, les ruptures, les incendies ou les explosions, ou sur tout autre incident mettant hors d'usage un pipeline relevant de sa compétence. Il mène des enquêtes publiques, s'il y a lieu, pour établir les causes des accidents et déterminer le cas échéant des mesures de prévention. Ces rapports et enquêtes sont pris en considération au moment de la révision des normes de sécurité et d'exploitation des pipelines et des exigences réglementaires.

Si un pipeline est endommagé, l'Office s'assure que des mesures sont prises pour limiter les déversements d'hydrocarbures, protéger les personnes et les biens, faire réparer le pipeline endommagé et rétablir le service dès que possible. Il continue ensuite de surveiller les lieux de l'accident afin de s'assurer de l'efficacité du programme de restauration environnementale de la société concernée.

En 1989, l'Office a exécuté plusieurs inspections sur les lieux d'incidents pipeliniers afin de surveiller la mise en oeuvre des méthodes d'intervention d'urgence, ainsi que des mesures de sécurité et de protection de l'environnement.

On trouvera au tableau 6 les causes des accidents survenus au cours des cinq dernières années. Au total, 48 accidents se sont produits en 1989, et deux pertes de vies humaines ont été rapportées.

Tableau 6
Causes des accidents pipeliniers survenus de 1985 à 1989

	1985	1986	1987	1988	1989
Soudures défectueuses	5	0	3	3	5
Défaillances matérielles	4	5	4	7	12
Dommages par des tiers	6	3	8	6	2
Corrosion	5	10	8	4	3
Divers*	11	10	15	18	26
Total	**31**	**28**	**38**	**38**	**48**

* Comprend les accidents de construction et de travail, les erreurs humaines, les glissements de terrain et d'autres causes diverses.

L'augmentation apparente du nombre d'accidents pipeliniers en 1989 résulte de l'adoption d'une définition élargie des accidents devant être signalés, dans le *Règlement sur les pipelines terrestres*, entré en vigueur le 1er septembre 1988. Auparavant, certains accidents, comme les décès ou blessures exigeant une hospitalisation et intervenus durant la construction, n'étaient

pas considérés comme des accidents devant être signalés. Par ailleurs, tout rejet dans l'environnement de substances toxiques, durant la construction, l'exploitation ou l'abandon d'un pipeline, doit désormais être signalé à l'Office.

Le 20 juin 1989, le Parlement a adopté le projet de loi C-2, *Loi constituant le Bureau d'enquête sur les accidents de transport*, qui a obtenu le 29 juin 1989 la Sanction Royale du Sénat. La date d'entrée en vigueur de la Loi, par décret du gouverneur en conseil, n'a pas encore été fixée. Dès que le Bureau d'enquête sur les accidents de transport aura été constitué, il assumera la responsabilité des investigations indépendantes et des enquêtes publiques jugées nécessaires au sujet de tout accident touchant un pipeline relevant des pouvoirs législatifs du Parlement. Ces investigations et enquêtes seront destinées à cerner les problèmes de sécurité et à formuler des recommandations pour les réduire ou les éliminer. Le Bureau d'enquête sur les accidents de transport partagera avec l'Office national de l'énergie le pouvoir de mener des enquêtes et de publier des rapports sur tous les accidents de pipelines. Ce partage de pouvoir suppose un esprit de collaboration, étant donné que le projet de loi dispose que, chaque fois qu'une investigation portant sur un accident de transport concernera à la fois le Bureau d'enquête sur les accidents de transport et l'Office national de l'énergie, les deux organismes devront prendre toutes les mesures raisonnables pour veiller à coordonner leurs activités en la matière.

Approbations

Westcoast Energy Inc. a reçu l'autorisation de construire un doublement pipelinier de Aitken Creek, dans la région de Peace River, au nord de la Colombie-Britannique, et elle a exécuté les travaux. Ce doublement de 31 kilomètres, au coût estimatif de 8,1 millions de dollars, était nécessaire pour acheminer les quantités supplémentaires de gaz naturel livrées par l'unité d'entreposage de Unocal, à Aitken Creek, qui est reliée au projet de déchargement de Laprise, approuvé par l'Office en 1988, pour permettre la dérivation de gaz brut des installations de Taylor jusqu'à la canalisation principale Fort Nelson.

L'Office a également autorisé Westcoast à construire les pipelines Pine et Commotion, dans la région de Pine River, au nord de la Colombie-Britannique. Ces 18 kilomètres de nouvelles conduites de collecte devraient coûter 3,1 millions de dollars. La construction a été reportée en attendant que toutes les parties aient pu revoir les droits exigibles. L'Office a aussi approuvé un projet de modernisation des installations de contrôle de l'usine de gaz McMahon, au coût estimatif de 5,8 millions de dollars.

Durant l'année, l'Office a reçu et examiné plusieurs demandes de TransCanada PipeLines Limited concernant l'agrandissement de son réseau. Ces projets devraient permettre à TransCanada d'accroître ses livraisons de gaz naturel sur les marchés de l'est du Canada et des États-Unis. On trouvera plus de détails à ce sujet au chapitre des *Audiences et enquêtes*.

TransCanada a été autorisée par l'Office à acheter la canalisation Kirkwall, de 38 kilomètres de long, récemment construit par Union Gas. Cette canalisation, qui relie le réseau de transmission de Union Gas dans le sud de l'Ontario à la canalisation de Niagara de TransCanada, sera achetée au prix de 18 millions de dollars. Le transfert de propriété est censé intervenir au début de 1990. Des modifications destinées à intégrer cette canalisation au réseau de TransCanada ont été approuvées, au coût supplémentaire de 2 millions de dollars.

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a été autorisée à renforcer les digues de retenue de ses installations de stockage de pétrole au terminal de Burnaby, au coût d'environ 6 millions de dollars. Ce projet est destiné à agrandir les digues de retenue et à y apporter des améliorations structurelles conformément aux exigences de protection sismique contemporaines.

En 1989, la Compagnie Pipeline Interprovincial a entrepris des modifications importantes à son terminal d'Edmonton. Le projet, d'un coût estimatif de 12 millions de dollars, comprend le réaménagement du système d'échappement et l'installation de nouveaux compteurs et d'une station électrique secondaire.

L'Office a approuvé la construction d'un pipeline de 26 kilomètres par la société Pouce Coupé Pipe Line Ltd., entre Dawson Creek, en Colombie-Britannique, et un point situé au sud-est de Bay Tree, en Alberta. Ce pipeline, devant coûter environ 2,8 millions de dollars et destiné à transporter du pétrole brut et des produits de vapeur à haute pression, doit relier les installations construites par Canadian Hunter Exploration Ltd. et Norcen Energy Resources Ltd. au réseau de Peace Pipe Line Ltd.

Canadian Hunter Exploration Ltd. a reçu l'autorisation de construire un pipeline de 2,3 kilomètres reliant le terminal de son réseau de collecte à Noel, en Colombie-Britannique, au réseau de la société NOVA de l'Alberta. Ce pipeline est destiné à transporter du gaz non corrosif.

L'Office a autorisé Bonanza Oil and Gas Ltd. à construire un pipeline de 5,4 kilomètres traversant la frontière de la Saskatchewan et de l'Alberta, pour transporter du gaz naturel

des puits de Bonanza, en Saskatchewan, vers la canalisation de collecte de Petrolia Oil and Gas Ltd., en Alberta. Après avoir été traité à l'usine de Petrolia, le gaz sera renvoyé en Saskatchewan par le pipeline de TransGas Ltd.

Finalement, l'Office a approuvé plusieurs autres demandes concernant des installations de réception et de livraison, le remplacement de conduites et la modification d'installations existantes.

Environnement

Les questions environnementales figurent toujours au premier plan des préoccupations collectives des Canadiens. Chargé de protéger l'intérêt public, l'Office a continué en 1989 de prendre en considération l'incidence environnementale des projets énergétiques qu'il réglemente, et il a également pris de nouvelles mesures pour renforcer les exigences d'information du public à l'égard des projets susceptibles d'avoir une incidence environnementale ou sociale.

Les sociétés ayant l'intention de construire ou d'exploiter des pipelines ou des lignes de transport d'électricité sont tenues d'en minimiser les effets néfastes et d'éviter de causer des dommages étendus ou irréversibles aux terrains traversés. Pour ce faire, l'Office examine toutes les étapes de planification, de construction et d'exploitation des projets.

L'énoncé des incidences environnementales que doit soumettre toute société demandant l'approbation d'un projet constitue la première étape importante du processus d'examen. L'énoncé doit décrire l'état actuel du corridor de construction du pipeline ou de la ligne d'électricité, l'incidence probable du projet sur le corridor, et les mesures qui seront mises en oeuvre par le promoteur pour atténuer cette incidence. L'Office examine l'énoncé des incidences environnementales de la société pour déterminer si l'étude du milieu, l'évaluation des incidences environnementales et les mesures d'atténuation sont complètes et précises.

De plus, lorsqu'il est impossible d'éviter des conséquences néfastes sur l'environnement, l'Office s'assure que les sociétés mettent en oeuvre des mesures d'atténuation appropriées durant les travaux de construction et la restauration des zones touchées. Dans ce cas, il exige l'élaboration d'une liste des questions environnementales à prendre en considération, afin de pouvoir suivre l'évolution de la situation durant la construction et l'exploitation du projet. La liste s'ajoute au processus d'évaluation des incidences environnementales et sert de fondement aux activités de protection de l'environnement

durant toutes les phases du projet. Le concept des questions environnementales est devenu aujourd'hui pour l'Office un outil supplémentaire dans son processus de protection de l'environnement.

Dans le cadre de son programme de protection de l'environnement, l'Office inspecte les emprises de construction des pipelines et des lignes de transport d'électricité pour vérifier le respect des méthodes de protection de l'environnement annoncées par les sociétés. De plus, celles-ci doivent déposer, après l'achèvement des travaux, des rapports de surveillance faisant le point sur la remise en état des emprises, ainsi que sur la liste des questions environnementales.

Il incombe en outre à l'Office de veiller à ce que les pipelines soient exploités et entretenus de manière à respecter l'environnement. Pour ce faire, il effectue des inspections périodiques de l'état des emprise, et il inspecte les lieux des accidents de pipelines, pour s'assurer que les mesures de protection, de restauration et d'entretien de l'environnement sont entièrement mises en oeuvre. Il inspecte les stations de pompage et de compression des pipelines, notamment en effectuant des études de bruit et en vérifiant les méthodes de manutention et de stockage des matières dangereuses. Finalement, il surveille l'exploitation de plusieurs usines de gaz de Westcoast Energy Inc., en veillant notamment à ce que le niveau des émanations de soufre soit acceptable et à ce que les effluents rejetés des bassins de traitement des déchets aient été correctement traités.

En 1989, l'Office a exécuté plusieurs inspections environnementales. Il a notamment surveillé les travaux de construction effectués en 1989 sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec; les travaux de forage de St. Clair Pipelines Ltd. sous la rivière Ste. Claire, au sud de Sarnia; et les travaux de construction de Westcoast Energy Inc. dans le cadre du projet de déchargement de Laprise, au nord de Fort St. John, en Colombie-Britannique. L'Office a jugé que les travaux de construction étaient exécutés de manière acceptable du point de vue de la protection de l'environnement, avec des techniques appropriées d'atténuation et de restauration. Étant donné les préoccupations exprimées par la population au sujet du projet de St. Clair Pipelines, et qui avaient mené l'Office à revoir les conditions environnementales du certificat d'autorisation, l'Office a décidé de procéder à une inspection environnementale à temps plein pendant toute la durée des travaux de construction. Les mesures d'atténuation et le

programme de surveillance mis en oeuvre par St. Clair Pipelines faisaient partie des exigences de protection de l'environnement formulées par l'Office. L'été prochain, les sociétés étudieront l'état des emprises, de façon à soumettre en décembre 1990 des rapports de surveillance de l'environnement et à mettre en oeuvre les correctifs jugés nécessaires.

Les inspecteurs de l'Office ont également examiné les emprises de travaux récemment achevés, à savoir les travaux réalisés par TransCanada en 1988 sur le doublement de la canalisation Niagara et les prolongements Dawn et St. Mathieu, en Ontario et au Québec, ainsi que les travaux de Westcoast sur la canalisation Umbach, le prolongement North Jedney et la canalisation Redwillow, au nord-est de la Colombie-Britannique. Durant l'été, des agents de l'Office ont fait l'inspection aérienne annuelle du pipeline de la société Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd., dans les Territoires du Nord-Ouest et au nord de l'Alberta. La remise en état des emprises inspectées en 1989 continue de manière satisfaisante, les projets de construction n'ayant eu que peu d'incidences environnementales. L'instabilité des sols et l'existence de fortes pentes ont entravé les efforts de restauration de Westcoast dans le nord-est de la Colombie-Britannique, région particulièrement susceptible aux glissements de terrain. De ce fait, Westcoast s'est montrée particulièrement diligente dans la mise en oeuvre des mesures correctrices destinées à prévenir tout nouveau problème d'érosion et de stabilisation. La surveillance permanente des travaux par l'Office, conjuguée aux programmes de surveillance des sociétés elles-mêmes, contribue à garantir que tout nouveau problème local sera pris en considération.

Dans le cadre de son programme d'inspection périodique des exploitations, l'Office a examiné le réseau de la Compagnie Pipeline Interprovincial entre Sarnia et Montréal, et du réseau de Pipelines Trans-Nord Inc. entre Nanticoke et Montréal. Il a de plus inspecté le réseau de Foothills Pipe Lines Ltd. en Alberta et en Saskatchewan, ainsi que deux tronçons du réseau de TransCanada. Ces inspections ont porté sur l'état des emprises en Saskatchewan et au Manitoba, ainsi que sur les travaux de restauration dans le cadre du projet d'aménagement du réseau de câbles en fibres optiques de Bell Canada, le long des emprises de TransCanada dans le nord de l'Ontario. L'Office a constaté que ces emprises étaient généralement en bon état et qu'il n'y avait pas de différence notable avec les terrains adjacents, sur le plan de la végétation ou des cultures. Les efforts de restauration entrepris le long des emprises du nord de l'Ontario ont été efficaces, seules quelques zones exigeant des travaux supplémentaires.

Dans le cadre de son programme d'inspection périodique des installations, l'Office a surveillé un chargement de pétrole brut lourd au terminal pétrolier de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., à Westridge. La société a mis au point une procédure de chargement du pétrole sulfureux destinée à réduire le dégagement de mauvaises odeurs. Durant le chargement, aucune odeur n'a été repérée à proximité du navire. L'Office n'a donc pas jugé bon d'effectuer d'autres inspections.

Le programme de surveillance environnementales de l'Office porte également sur les mesures de restauration prises pour remettre en état les sites d'accidents ayant entraîné le déversement de pétrole ou de produits pétroliers. En 1989, il a ainsi examiné les mesures de restauration et de remise en état de 14 lieux de déversement. En Saskatchewan, il a considéré que six des huit lieux inspectés ont été complètement restaurés, cinq sur le réseau de Westspur Pipe Line Company (1985) Inc. et un sur celui de Wascana Pipe Line Ltd. Pour ce qui est du réseau de pipeline d'Interprovincial en Alberta, il a considéré qu'un site, sur un total de quatre, avait été complètement restauré, les travaux de remise en état avançant lentement sur les trois autres. D'autres inspections seront nécessaires sur deux autres lieux d'incidents d'Interprovincial, l'un au Québec et l'autre en Ontario.

L'Office a continué de recueillir des données sur les émissions de bruit aux stations de pompage et de compression. La collecte de données a été achevée sur le réseau de TransCanada en Ontario, et elle a commencé aux stations du Québec et de la Saskatchewan.

En 1989, l'Office a lancé un programme destiné à garantir l'entreposage sécuritaire des déchets de biphényles polychlorés (BPC) dans toutes les installations relevant de sa compétence. On trouve des BPC dans l'huile vidangée du matériel électrique mis hors service, mais non pas dans le produit transporté par les pipelines. Les sociétés ont été tenues de fournir l'inventaire des BPC utilisés et entreposés dans leurs installations, et les 37 sites d'entreposage ont tous été inspectés pour garantir le plein respect des règlements fédéraux pertinents. L'Office continuera de mettre à jour chaque année l'inventaire des BPC et d'inspecter les sites d'entreposage pour garantir la protection permanente de l'environnement, ainsi que la sécurité du public.

Protocole d'instruction sur l'information préalable du public

En 1989, l'ébauche d'un protocole d'instruction portant sur l'information préalable du public au sujet des projets énergétiques a été adressée à toutes les sociétés relevant de

l'Office, aux groupes d'intérêt public et aux organismes gouvernementaux, pour recueillir leurs commentaires. Les lignes directrices élaborées dans ce document garantiront que les préoccupations du public seront portées tôt à la connaissance de l'Office et seront prises en considération et évaluées par les demandeurs qui proposent des projets énergétiques susceptibles d'avoir une incidence environnementale ou sociale.

En vertu de ces lignes directrices, les sociétés réglementées par l'Office qui voudront construire ou agrandir des pipelines, exporter de l'électricité ou exporter à partir de la côte ouest du pétrole brut susceptible d'avoir une incidence sur la qualité de l'air devront mettre en place un programme d'information du public. Selon la nature des incidences environnementales ou sociales probables du projet proposé, le programme d'information du public pourra aller de l'insertion de messages dans les journaux jusqu'à la tenue de réunions publiques dans les collectivités touchées.

L'obligation d'informer le plus tôt possible le public permettra aux sociétés d'identifier les parties concernées, ainsi que leurs préoccupations à l'égard des projets envisagés. Cela permettra aux promoteurs des projets de prendre ces préoccupations en considération dès le lancement de leur processus de planification et, si possible, d'apporter les correctifs nécessaires et d'adopter des procédures appropriées dans la préparation des demandes.

Les lignes directrices permettront aux parties intéressées d'avoir suffisamment d'informations pour déterminer dans quelle mesure elles risquent d'être touchées. Le public aura également la possibilité de communiquer ses préoccupations aux demandeurs et à l'Office, avant le dépôt des demandes. Les entreprises seront aussi tenues de donner suffisamment de préavis au public pour qu'il puisse communiquer ses réactions sur les projets, et de veiller à convoquer des experts pour répondre aux questions des parties intéressées.

Avis publics

Dans le passé, quand une demande était adressée à l'Office et qu'une date d'audience était fixée, les sociétés étaient tenues de publier des avis dans la presse pour diffuser des informations générales sur leurs projets. Dans le cadre des mesures prises par l'Office pour fournir au public le plus d'information possible sur les demandes qui lui sont soumises, les exigences de publication des "Avis d'audience publique" de l'Office ont été modifiées. Les Instructions de procédure révisées obligent les sociétés à fournir à chaque publication

locale un plan suffisamment grand pour identifier clairement l'emplacement du tracé général proposé. La nouvelle procédure exige par ailleurs que l'avis mentionne les lieux où le public peut consulter les feuilles de tracé du pipeline. De cette manière, les citoyens peuvent déterminer s'ils risquent d'être affectés par un projet et s'ils souhaitent intervenir durant l'audience.

Procédures relatives au tracé détaillé

En 1989, l'Office n'a tenu aucune audience de tracé détaillé concernant le croisement de terrains privés par un pipeline ou une ligne d'électricité; il a toutefois dispensé plusieurs projets de l'application de cette procédure quand de nouveaux terrains étaient nécessaires. Chaque fois, le demandeur avait démontré qu'il avait obtenu les options ou servitudes voulues sur tous les terrains nécessaires.

L'Office a néanmoins reçu une demande concernant deux tracés de pipelines exigeant de nouvelles servitudes distinctes. Ces deux projets émanaient de TransCanada, dans le cadre de sa demande de nouvelles installations pour 1990.

Le premier projet concernait le prolongement Gananoque, en Ontario. La demande connexe d'exportation de gaz naturel a été rejetée par l'Office et TransCanada sera tenue de soumettre une nouvelle demande à l'Office si elle souhaite poursuivre ce projet. Le deuxième concernait le prolongement de Napierville, au Québec. Ce projet a été approuvé par l'Office sous réserve de l'octroi de la licence d'exportation connexe. La demande de licence sera examinée par l'Office en mars 1990 et, si elle est approuvée, une audience de tracé détaillé se tiendra probablement en 1990.

... l'Office n'a pas eu à délivrer d'autorisation du croisement de pipelines par des tiers en 1989; au cours des années précédentes, l'Office a délivré en moyenne chaque année 800 ordonnances autorisant des croisements de pipelines.

Croisements par des tiers

L'année 1989 a été la première année complète d'application du nouveau *Règlement sur les croisements de pipelines*, de l'Office. Ce règlement fixe les conditions d'exécution sécuritaire par des tiers de travaux d'excavation et de construction concernant des pipelines. L'une des conditions du règlement dispose que les sociétés de services publics ou d'excavation n'ont pas à demander l'autorisation de l'Office si elles obtiennent l'autorisation des sociétés pipelinières et acceptent toutes leurs conditions. Du fait de l'application efficace du règlement, l'Office n'a pas eu à délivrer d'autorisation du croisement de pipelines par des tiers en 1989; au cours des années précédentes, l'Office a délivré en moyenne chaque année 800 ordonnances autorisant des croisements de pipelines.

Dans le cadre de ses fonctions de surveillance du respect des dispositions réglementaires, l'Office a effectué 26 enquêtes détaillées concernant des infractions de tiers qui avaient été rapportées par des sociétés pipelinières. Il a également exécuté plusieurs inspections locales au hasard, au Canada, pour surveiller les activités de construction des sociétés de services publics affectant les pipelines. Les enquêtes détaillées visent essentiellement à empêcher que de telles infractions par des tiers ne se reproduisent, alors que les inspections effectuées au hasard sont destinées à encourager l'adoption de méthodes de construction sécuritaires près des pipelines.

Afin de promouvoir l'adoption de pratiques d'excavation sécuritaires à proximité des pipelines et d'informer le public sur ses responsabilités au titre du ***Règlement sur les croisements de pipelines***, l'Office a tenu plusieurs séances d'information à l'intention des organisations concernées, et il a rencontré diverses sociétés de services publics et d'excavation du pays.

Réglementation financière

Au titre de la partie IV de la *Loi*, l'Office doit s'assurer que les droits de transport exigés par les sociétés pipelinières relevant de sa compétence sont justes et raisonnables, et qu'il n'y a pas de discrimination indue.

Le nombre de pipelines relevant de l'Office est de 49 en 1989; 26 d'entre eux sont des gazoducs et 23 des sociétés de transport ou de stockage de pétrole et de produits pétroliers.

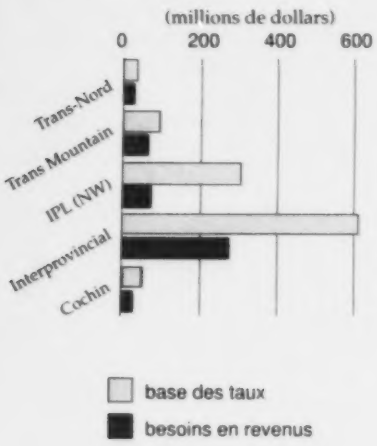
Dans le cadre de la réglementation financière, les pipelines sont répartis en deux groupes : le Groupe 1, comprenant les dix principales sociétés pipelinières, et le Groupe 2, comprenant les autres, moins importantes.

Ce regroupement des sociétés pipelinières, instauré par l'Office en 1986, vise à réduire le fardeau de la réglementation financière imposé aux petites sociétés, tout en préservant l'application d'une réglementation financière exhaustive aux grandes, auxquelles le public attache beaucoup plus d'importance.

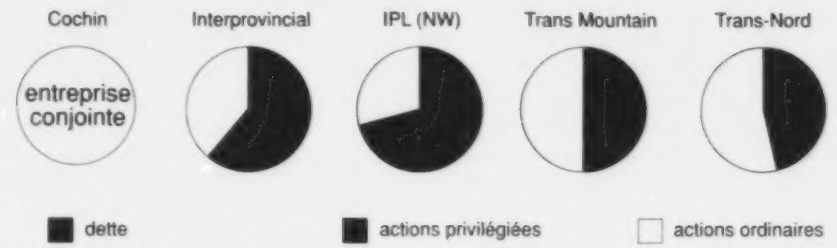
Bien que l'Office puisse prendre l'initiative d'examiner les droits de toute société relevant de sa compétence, il n'examine normalement ceux des sociétés du Groupe 2 que s'il reçoit une plainte. Habituellement, la surveillance des sociétés du Groupe 2 consiste principalement à examiner leur rendement financier annuel.

Pour ce qui est des sociétés du Groupe 1, elles font l'objet d'une surveillance constante, au moyen des rapports de surveillance

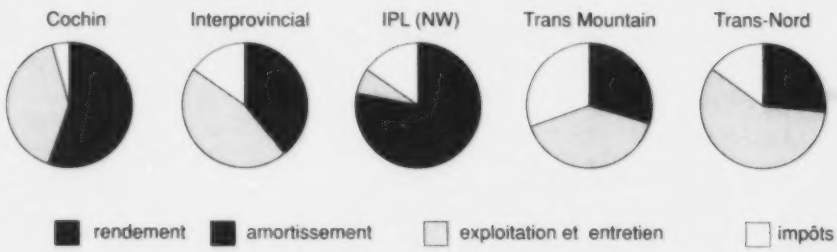
Figure 23
Oléoducs de groupe 1
Base des taux et besoins en revenus



Structure du capital de la base des taux

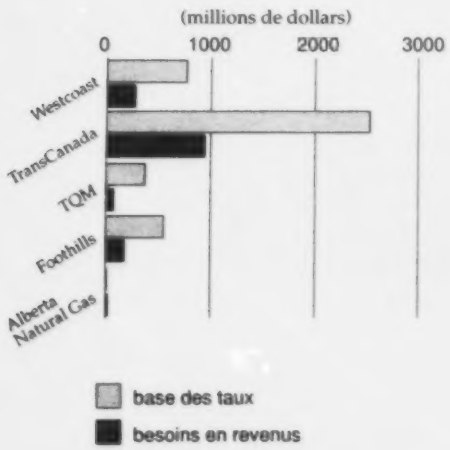


Composantes des besoins en revenus

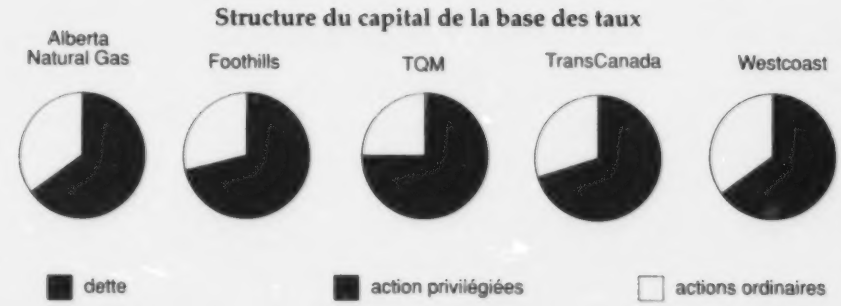


Source: Réglementation financière, annexe 1

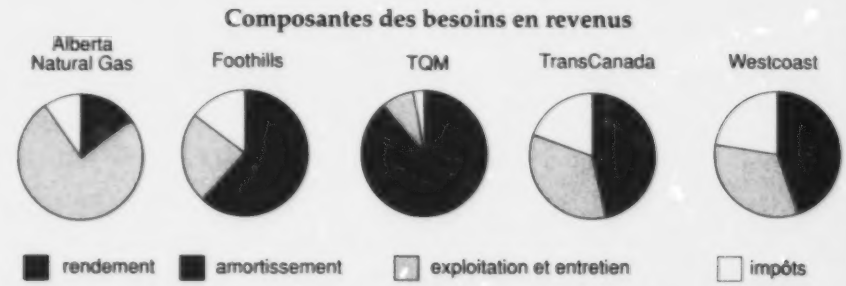
Figure 24
Gazoducs de groupe 1
Base des taux et besoins en revenus



Structure du capital de la base des taux



Composantes des besoins en revenus



Source: Réglementation financière, annexe 2

trimestriels qu'elles doivent déposer et de la vérification périodique de leurs activités. Ces sociétés doivent recevoir l'autorisation de l'Office pour apporter une augmentation quelconque à leurs droits, ou pour obtenir une modification de leurs tarifs avant de percevoir des droits accrus. Les demandes de modification des droits peuvent être examinées dans le cadre d'une audience publique orale, si l'ampleur du changement proposé et l'intérêt public l'exigent. Sinon, les modifications sont examinées par le voie de mémoires.

Il existe cependant dans le Groupe 1 trois sociétés pipelinières, Alberta Natural Gas Company Ltd., Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. et Cochin Pipe Lines Ltd. qui ont obtenu en 1987 le droit d'être assujetties à la réglementation de leurs droits et tarifs seulement si des plaintes sont déposées, afin de réduire le fardeau de leur réglementation.

En juillet 1989, l'Office a reçu sa première plainte concernant les droits et tarifs d'une société du Groupe 1 réglementée de cette manière, la société Cochin. Après avoir consulté les parties intéressées et la société, l'Office a résolu la plainte en octobre 1989.

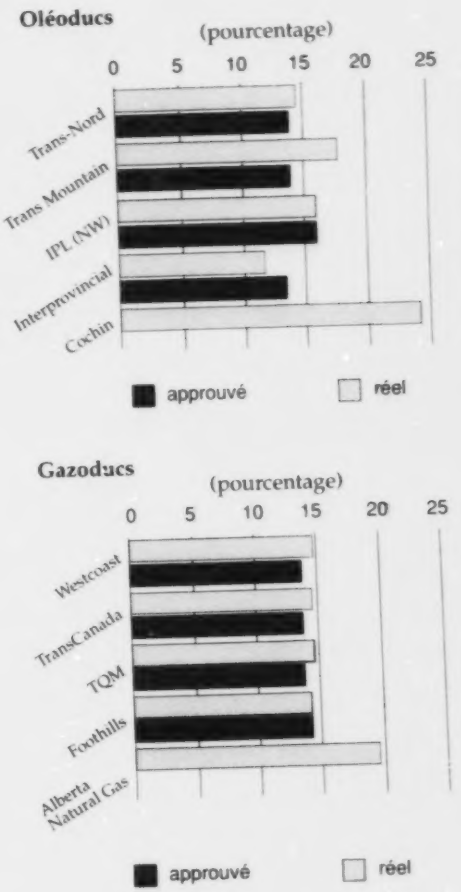
On trouvera à des *Audiences et enquêtes* les modifications de droits approuvées dans le cadre d'audiences publiques.

En 1989, plusieurs ajustements de droits ont été effectués sans tenir d'audiences publiques, certains après des procédures entamées en 1988. En outre, des procédures entamées à la fin de 1989 ne seront pas achevées avant le début de la nouvelle année.

En mars 1988, les Pipelines Trans-Nord Inc. avaient demandé une augmentation de 5,5 % de leurs droits. L'Office a étudié la demande de la société et a décidé qu'une augmentation de seulement 0,8 % était justifiée. Les nouveaux droits sont entrés en vigueur le 1er avril 1989.

En ce qui concerne Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., ses nouveaux droits sont entrés en vigueur le 1er janvier 1989, suite à une demande déposée en octobre 1988. Une nouvelle demande d'ajustement des droits a été déposée le 16 octobre 1989, à cause d'une variation de débit, et de nouveaux droits ont été approuvés le 16 novembre 1989. Entre-temps, le 30 octobre 1989, la société avait déposé une nouvelle demande de modification de ses droits de 1990, fondée sur l'augmentation prévue du coût de son service. L'Office s'attend à approuver de nouveaux droits au début de 1990.

Figure 25
Sociétés du groupe 1
Taux de rendement des actions ordinaires



Source: Réglementation financière annexes

1989 Actions ordinaires

	Ratio	Rendement %
Oleoducs		
Cochin	N/A	24,22
Interprovincial	39	11,52
IPL (NW)	29	16,00
Trans Mountain	50	17,70
Trans-Nord	54	14,22
Gazoducs		
Alberta Natural Gas	35	18,41
Foothills	29	14,25
TQM	25	14,79
TransCanada	30	14,60
Westcoast	35	13,86

source: Réglementation financière annexes

En septembre 1989, Foothills a demandé une réduction des taux d'amortissement applicables à son pipeline. Après avoir recueilli les commentaires des parties intéressées, l'Office a approuvé les taux d'amortissement révisés, tels que demandés, à compter du 14 septembre 1989. La société a déposé des modifications tarifaires reflétant les nouveaux taux d'amortissement.

En novembre 1989, Foothills a demandé à l'Office une ordonnance autorisant une modification du traitement des coûts de sa station de comptage de Crane Lake. Cette modification, portant sur la prestation de services garantis à North Canadian Oils Limited dans la zone 9 de Foothills (Sask), a été approuvée par l'Office à compter du 6 décembre 1989.

À la fin de l'année, également, la Compagnie Pipeline Interprovincial a demandé une modification de ses droits de 1990, fondée sur l'augmentation prévue du coût de son service. L'Office a également examiné une demande de l'Association des sociétés pétrolières indépendentes du Canada (ASPIC) pour que la procédure d'ajustement des droits d'Interprovincial soit révisée et que l'année d'essai 1991 d'Interprovincial fasse l'objet d'un examen en audience publique orale.

Durant l'année, l'Office a aussi examiné si les contrats existants de transport de gaz naturel d'Alberta Natural Gas Company Ltd., déposés sous forme de tarifs auprès de l'Office, continuent d'être appropriés. Il s'agissait notamment de savoir si certains aspects des tarifs sont toujours conformes à la clause d'accès libre et à la prestation de services de transport non discriminatoires. Tenant compte des réactions de l'industrie, l'Office a donné à Alberta Natural Gas l'instruction de revoir ses contrats de transport de gaz après avoir consulté ses expéditeurs, et de déposer un tarif uniforme couvrant tous les services de transport offerts par la société, de façon à le soumettre à l'approbation de l'Office en 1990.

En 1989, l'Office a révisé la méthode employée par Alberta Natural Gas pour calculer son coût de service mensuel, aux fins de la tarification et de la facturation. En décembre, il a donné à la société l'instruction de modifier cette méthode de calcul, ce qui aura pour effet pratique de ramener à 13,15 % le taux de rendement de ses capitaux propres pour 1990, par rapport à un niveau prévu d'environ 18 pour cent.

Depuis sa création, l'Office effectue des vérifications réglementaires pour surveiller et vérifier les activités financières des sociétés réglementées. L'article 129 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* oblige clairement les sociétés relevant de

sa compétence à mettre leurs dossiers à la disposition de ses représentants, pour qu'ils puissent être inspectés. En 1989, suite aux préoccupations exprimées par certaines sociétés pipelinières concernant l'accès de l'Office à certains dossiers confidentiels des entreprises, celui-ci a entrepris une révision du rôle de ses vérifications de réglementation financière, ce qui l'a amené à réitérer l'importance de celles-ci comme outil de réglementation. En octobre, l'Office a adopté une Politique de vérification de la réglementation financière comprenant un ensemble uniforme et cohérent de buts, d'objectifs et de lignes directrices s'appliquant aux sociétés relevant de sa compétence. Il convient de souligner à ce sujet que l'Office a ainsi pris l'engagement de ne rendre public aucun document délicat, mais de demander à la société concernée de le faire si cela devient nécessaire, ce qui a pour effet de donner à celle-ci la possibilité de présenter ses objections éventuelles à l'Office. Les buts, objectifs et lignes directrices de la vérification ont été communiqués aux sociétés.

On trouvera aux annexes 1 et 2 de la Réglementation financière les données financières relatives aux sociétés du Groupe 1. C'est à partir de ces tableaux qu'ont été compilées les données présentées aux figures 23 et 24, sur les bases des taux et les besoins en revenus des oléoducs et des gazoducs, respectivement. La figure 25 constitue une comparaison des taux de rendement réels et approuvés par l'Office des actions ordinaires de chacune des sociétés.

Poursuites judiciaires

Cyanamid Canada Pipeline Inc.

Le 6 avril 1987, Cyanamid a demandé une révision de la décision prise par l'Office en décembre 1986 au sujet de la compétence de celui-ci en matière de réglementation d'un projet de construction par Cyanamid d'une courte canalisation reliant son usine de Welland, en Ontario, à la station de Blackhorse, du réseau pipelinier de TransCanada. Étant donné le jugement rendu en mars 1987 par la Cour divisionnaire de l'Ontario, qui confirmait la compétence exclusive de la Commission de l'énergie de l'Ontario à l'égard des installations de dérivation en Ontario, comme celle proposée par Cyanamid, la société a aussi demandé que la question de compétence soit renvoyée devant la Cour d'appel fédérale afin de confirmer la compétence fédérale à l'égard des installations proposées. En avril 1987, l'Office a décidé de procéder à la révision demandée et de renvoyer la question de compétence devant la Cour d'appel fédérale.

Le 27 novembre 1987, la Cour d'appel fédérale a décidé que la canalisation proposée par Cyanamid ne relevait pas de la compétence de l'Office. Cyanamid a ensuite déposé une demande auprès de la Cour suprême du Canada en vue d'obtenir l'autorisation de porter en appel la décision de la Cour d'appel fédérale. La demande a été instruite le 25 avril 1988. Dans une décision rendue sur le banc, la Cour a autorisé la société interjeter appel.

Après que la Cour divisionnaire de l'Ontario eût rendu son jugement, le lieutenant-gouverneur de l'Ontario saisit la Cour d'appel de l'Ontario de la question de la compétence provinciale. Cette question a été instruite en octobre 1987 et, dans sa décision de février 1988, la Cour d'appel a déclaré que les canalisations de dérivation semblables à celle proposée par Cyanamid relèvent de la compétence de la province. Cyanamid a porté la décision de la Cour d'appel de l'Ontario devant la Cour suprême du Canada.

Le 25 septembre 1989, Cyanamid a retiré l'appel porté devant la Cour suprême du Canada, et ce avant toute audience sur le sujet.

Union Gas Limited

Le 20 décembre 1988, Union Gas a déposé devant la Cour d'appel fédérale une demande sollicitant le droit d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en novembre 1988, par laquelle celui-ci rejetait la demande de Union Gas portant révision de la partie des Motifs de décision de l'Office de juillet 1988 (GH-2-87) concernant la canalisation Kirkwall, ainsi qu'une demande d'ordonnance ayant pour effet de modifier le certificat GC-73 délivré à TransCanada par suite de l'audience GH-2-87.

Dans ses Motifs de décision de novembre 1988, l'Office indiquait que, selon lui, la demande de Union Gas équivalait à une demande de suspension du certificat de TransCanada, demande que l'Office n'était pas autorisé à considérer, sauf dans les circonstances prévues à l'article 56 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, c'est-à-dire si le titulaire du certificat consent à cette suspension ou s'il enfreint l'une des conditions attachées au certificat.

Union Gas a fait valoir que l'Office avait commis une erreur de droit en déterminant qu'il n'avait pas la compétence voulue pour instruire la requête du demandeur aux termes des paragraphes 21(1) ou 21(2) de la *Loi*.

Peu après que la demande d'interjeter appel eût été acceptée, la Cour d'appel fédérale a demandé à Union Gas d'indiquer si elle

souhaitait poursuivre la procédure ou garder le dossier en instance, en attendant l'achèvement des procédures d'achat de la canalisation de Kirkwall, de Union Gas, par TransCanada. Union Gas a retiré son appel au mois de mai et a déposé peu après un avis de désistement devant la Cour.

Midland Cogeneration Venture Limited Partnership

Le 31 juillet 1989, Midland Cogeneration Venture Limited Partnership a sollicité de la Cour fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision rendue par l'Office en juin 1989 (GH-8-88) par laquelle il autorisait cinq sociétés canadiennes à exporter du gaz naturel à Midland et à Consumers Power Company, en assujettissant les licences à la condition que les quantités exportées à Midland ne fussent pas supérieures à celles destinées à Consumers, année après année.

Après avoir obtenu l'autorisation de se porter en appel, en septembre 1989, Midland a déposé un avis d'appel devant la Cour d'appel fédérale, le 17 novembre 1989. Dans une lettre du 29 novembre adressée à la Cour, l'avocat de Midland déclarait que la société procédait à l'examen des délais lui étant impartis pour poursuivre son action, et il demandait à la Cour de reporter la constitution du dossier d'appel jusqu'à ce que Midland ait mis la dernière main à ses plans et en ait informé la Cour.

Dans des poursuites connexes, les cinq détenteurs de licences ont demandé à l'Office, au titre du paragraphe 21(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, que leurs licences soient modifiées de façon à changer les conditions reliant les ventes de Midland à celles de Consumers.

Western Gas Marketing Limited, à titre agent de TransCanada PipeLines Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Niagara Mohawk Power Corporation et Shell Canada Limitée

Le 20 novembre 1989, l'Office rendait sa décision sur le dossier GH-1-89, approuvant quatre demandes de licences d'exportation de gaz naturel et en rejetant quatre autres. Les Motifs de décision de l'Office ont été publiés le 21 décembre 1989.

Le 20 décembre 1989, Western Gas Marketing Limited a déposé devant la Cour d'appel fédérale un avis de motion demandant prorogation des délais lui permettant de déposer une demande d'autorisation d'interjeter appel. Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, les demandes d'autorisation d'interjeter appel doivent être déposées devant la Cour dans un délai d'un mois après la publication de la décision faisant

l'objet de l'appel et, dans l'affaire en cause, Western Gas Marketing n'avait pas eu la possibilité d'examiner les Motifs de décision de l'Office dans le délai d'un mois. Le 3 janvier 1990, la Cour a accepté la demande en donnant à Western Gas Marketing Limited un délai de 15 jours suivant la date de réception des Motifs de décision de l'Office pour demander l'autorisation d'interjeter appel.

Le 19 décembre 1989, Indeck a également demandé prorogation du délai de dépôt d'une demande d'autorisation d'interjeter appel, et elle a en même temps déposé un avis de demande d'autorisation d'interjeter appel. Le même jour, Shell Canada a demandé la même prorogation. Le 20 décembre 1989, Niagara Mohawk a déposé devant la Cour une demande d'autorisation de porter en appel la décision de l'Office.

Toutes ces interventions portent essentiellement sur l'équité de la procédure utilisée par l'Office pour exécuter son analyse de coûts-bénéfices dans le cadre de l'évaluation des demandes

d'exportation en cause, ainsi que sur la question de savoir si le recours à une analyse de coûts-bénéfices pour limiter les exportations enfreint l'Accord de libre-échange.

Association des utilisateurs industriels de gaz

Le 21 décembre 1989, l'Association des utilisateurs industriels de gaz a demandé à la Cour d'appel fédérale (Section de première instance) qu'elle rende des ordonnances (a) annulant la décision prise lors de la conférence préliminaire aux audiences GH-5-89 de ne pas inclure la méthodologie optionnelle de réglementation des droits (méthode de péréquation ou méthode marginale) dans la liste des questions devant être examinées durant les audiences GH-5-89; (b) demandant à l'Office d'ajouter cette question à la liste des questions; (c) et empêchant l'Office d'entamer les audiences GH-5-89 tant que cette question n'aurait pas été incluse. Ces demandes seront examinées par la Cour d'appel fédérale en février 1990.

Loi et règlements

... y compris les modifications à la Loi et aux règlements qui régissent le fonctionnement de l'Office.

La section ci-après décrit les changements apportés en 1989 à la Loi, aux règlements et aux règles qui régissent les activités de l'Office. Des renseignements plus détaillés à ce sujet se trouvent dans les numéros trimestriels de l'*État des projets de réglementation*.

Modifications à la Loi sur l'Office national de l'énergie

Le 14 décembre 1989, la Chambre des communes a adopté le projet de loi C-23, *Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie et abrogeant certaines lois en conséquence*. À la fin de l'année, le projet de loi avait été envoyé devant le Sénat.

Le but du projet de loi C-23 est double. Il s'agit premièrement de mettre en vigueur la politique du gouvernement concernant la réglementation du commerce de l'électricité, annoncée en septembre 1988. Deuxièmement, le projet de loi C-23 vise à apporter plusieurs changements mineurs à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* dans le but d'en réduire les frais d'exploitation de l'Office, de rationaliser ses activités et de tenir compte de la diminution de ses responsabilités réglementaires suite à la politique énergétique du gouvernement axée sur les conditions du marché.

Le principe fondamental de la politique gouvernementale en matière de réglementation du commerce de l'électricité, principe qui sous-tend les modifications proposées dans le projet de loi C-23, est qu'il ne devrait pas y avoir de dédoublement indu des réglementations fédérale et provinciale.

Les demandeurs désirant exporter de l'électricité ou construire une ligne internationale de transport d'électricité continueront

de soumettre leurs projets à l'Office. Dès réception d'une demande, l'Office s'assurera qu'avis de celle-ci est publié dans la *Gazette du Canada*, et dans toute autre publication qu'il jugera appropriée.

Après cela, l'Office procédera à un examen préliminaire de la demande. Si l'Office estime que les études et les mesures d'atténuation prises par le demandeur et par les provinces concernées répondent adéquatement aux préoccupations pertinentes, le demandeur recevra son autorisation, sous la forme d'un permis. En revanche, si l'Office a des raisons de croire que le projet risque de ne pas être conforme à l'intérêt public, il recommandera au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources la tenue d'une audience publique. L'avis de l'Office sera rendu public.

Pour décider s'il est nécessaire de compléter les mesures prises par le demandeur et par les provinces concernées, l'Office devra tenir compte de tous les facteurs qui lui semblent pertinents, notamment des conséquences qu'un projet d'exportation ou de construction d'une ligne internationale de transport de l'électricité risque d'avoir sur les autres provinces; il devra aussi tenir compte de toute incidence environnementale du projet et, s'il s'agit d'exportations, il devra se demander si les Canadiens désirant acheter de l'électricité du demandeur, pour répondre à leurs propres besoins intérieurs, ont eu la possibilité de le faire à des conditions aussi favorables que celles offertes à l'exportation.

Si le gouverneur en conseil accepte la recommandation de l'Office suite à l'avis du Ministre, l'Office tiendra une audience publique. Il pourra alors soit refuser la demande, soit délivrer une licence, dans le cas d'un projet d'exportation, ou un certificat, dans le cas d'une ligne d'électricité, sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil.

Le projet de loi C-23 propose également des modifications quant à la manière dont sera établi le tracé détaillé des lignes internationales d'électricité. Dans tous les cas, l'Office continuera à autoriser le corridor général qu'empruntera la ligne, mais l'emplacement précis de celle-ci à l'intérieur du

corridor sera établi selon les procédures de réglementation provinciales, et toute expropriation éventuellement nécessaire sera effectuée dans le cadre des lois provinciales. Fait toutefois exception à cette procédure générale, l'option accordée à tout demandeur de décider que l'emplacement précis et la construction d'une ligne d'électricité internationale soient régis par la loi fédérale.

Les procédures de réglementation des lignes interprovinciales d'électricité ne sont pas modifiées par le projet de loi. Dans l'ensemble, ces lignes seront réglementées par les provinces qu'elles traversent. Toutefois, le gouverneur en conseil aura la possibilité d'exiger, par voie d'ordonnance, que le promoteur d'une ligne d'électricité interprovinciale obtienne un certificat de l'Office. Dans ce cas, l'emplacement détaillé et la construction de la ligne seront régis par la loi fédérale.

Finalement, la durée maximale des autorisations d'exportation d'électricité, actuellement limitée à 25 ans, sera portée à 30 ans.

Les modifications proposées qui ne portent pas spécifiquement sur l'électricité constituent des mesures de rationalisation de la *Loi* actuelle, par exemple en redéfinissant certaines expressions pour faciliter l'application de la *Loi* ou pour préciser certains des pouvoirs de l'Office en matière de questions telles que les enquêtes relatives aux accidents, les pratiques comptables et les réparations aux pipelines. Il existe cependant quelques modifications plus importantes, à savoir la diminution du nombre de membres permanents de l'Office, de 11 à un maximum de 9, l'abrogation des trois postes de vice-présidents associés, et la formulation des pouvoirs de recouvrement des coûts de l'Office.

Règlement sur les pipelines terrestres

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* est entré en vigueur en 1988. Il a remplacé, en les combinant, le *Règlement sur les oléoducs* et le *Règlement sur les gazoducs*, et il porte sur la sécurité en matière de conception, de construction et d'exploitation d'oléoducs et de gazoducs terrestres.

Le décret du Conseil entérinant le règlement disposait que celui-ci avait été adopté par le gouverneur en conseil, alors qu'en réalité il eût fallu indiquer que c'est l'Office national de l'énergie qui l'avait adopté, avec l'approbation du gouverneur en conseil. Il a donc été nécessaire de reformuler le règlement en faisant référence aux pouvoirs appropriés d'adoption des

textes réglementaires, ce qui fut fait, et le nouveau règlement est entré en vigueur le 1er juillet 1989.

Ce règlement sera modifié de façon à tenir compte du résultat des délibérations de l'Office et de l'industrie sur les 12 recommandations figurant dans le rapport de l'Office de juin 1986 sur un accident survenu sur le réseau de la Compagnie Pipeline Interprovincial en février 1985.

Règlement sur les pipelines marins

Le 24 novembre 1988, l'Office a publié la deuxième ébauche de son nouveau *Règlement sur les pipelines marins*, afin de recueillir des opinions. Ce règlement porte sur la sécurité en matière de conception, de construction et d'exploitation des pipelines marins. La norme préliminaire ACNOR-Z187-M87, sur les pipelines marins, constitue le fondement technique du nouveau règlement de l'Office. Les parties intéressées ont eu jusqu'à la fin du mois d'avril pour communiquer leurs réactions. L'ébauche finale du règlement a été approuvée par l'Office le 12 juillet et a été adressée au ministère de la Justice, pour qu'il l'examine.

Règles de pratique et de procédure

Le 7 mai 1987, l'Office a publié l'ébauche révisée de ses *Règles de pratique et de procédure* et des annexes correspondantes, en donnant à toutes les parties l'instruction de les utiliser dès cette date. Le ministère de la Justice a procédé à l'examen préliminaire des Règles, et l'Office fait actuellement de même à la lumière des modifications qui seront apportées à la *Loi* par le projet de loi C-23, des modifications récemment apportées à la réglementation des exportations et des avis exprimés par le ministère de la Justice.

L'ébauche révisée des Règles devra faire l'objet d'un nouvel examen du ministère de la Justice avant d'être publiée dans la *Gazette du Canada*.

Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'énergie

En 1988, conseillé par le ministère de la Justice, l'Office a scindé en deux règlements distincts son règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'énergie :

1. Règlement concernant les croisements, la construction et l'abandon de lignes internationales de transport d'énergie.

Ce règlement porte sur les croisements faits par des lignes internationales de transport d'énergie, ainsi que sur la responsabilité des sociétés de tenir des dossiers, d'abandonner des croisements et de déclarer les accidents.

2. Règlement concernant les croisements de lignes internationales de transport d'énergie.

Ce règlement porte sur les croisements de lignes internationales de transport d'énergie et établit les conditions à satisfaire pour ne pas avoir à demander l'autorisation de l'Office pour faire de tels croisements.

La portée de ces règlements fait actuellement l'objet d'un nouvel examen en fonction de la politique d'exportation d'électricité et des dispositions du projet de loi C-23 (se reporter à *Modifications à la Loi sur l'Office national de l'énergie*, ci-dessus). Les règlements devront être analysés par le ministère de la Justice et publiés dans la *Gazette du Canada*.

Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)

L'Office examine actuellement le *Règlement sur l'ONE (partie VI)* de façon à tenir compte de certains changements intervenus en matière de réglementation des exportations et de modifications recommandées par le Comité mixte permanent d'examen de la réglementation, visant notamment à éliminer les dispositions relatives aux rapports exigés en matière d'exportation et d'importation, qui relèvent désormais du projet de *Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations* (voir ci-après).

La nouveau *Règlement sur l'ONE (partie VI)*, ainsi que le nouveau projet de *Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations*, ont été soumis au ministère de la Justice mais celui-ci a suspendu son examen en attendant les

autres modifications qui résulteront de l'entrée en vigueur du projet de loi C-23 et de la méthode de réglementation des exportations axée sur les conditions du marché.

Règlement sur la présentation de rapports relatifs aux exportations et aux importations

En vertu de ce projet de règlement, les exportateurs de pétrole, de gaz naturel ou d'électricité, ou les importateurs de gaz naturel aux termes d'une licence ou d'une ordonnance de l'Office, devront fournir des renseignements à celui-ci. Ces renseignements sont semblables à ceux actuellement exigés aux termes du *Règlement sur l'ONE (partie VI)*. Toutefois, suite à la recommandation du Comité mixte permanent d'examen de la réglementation, l'Office a décidé de retirer les exigences de rapport du *Règlement sur l'ONE (partie VI)* et d'adopter un nouveau règlement spécifique, en vertu du paragraphe 129(1).

Ce règlement, qui devra être approuvé par le gouverneur en conseil, sera traité en même temps que les modifications susmentionnées au *Règlement sur l'ONE (partie VI)*.

Règlement sur le recouvrement des coûts

Conformément à la politique de recouvrement des coûts annoncée par le gouvernement dans le budget de mai 1985, l'Office a réalisé une étude de faisabilité sur le recouvrement des coûts de la réglementation auprès des sociétés relevant de sa compétence. L'étude a reçu l'approbation de principe du Conseil du Trésor en novembre 1988. Après avoir consulté l'industrie, en 1989, il a adressé son projet de mise en oeuvre de la politique au Ministre, de façon à obtenir l'approbation du Conseil du Trésor.

Le projet de loi C-23 confère à l'Office les pouvoirs nécessaires pour recouvrer ses frais et une ébauche de *Règlement sur le recouvrement des coûts* a été adressée au ministère de la Justice. L'entrée en vigueur de ce règlement dépendra de l'adoption définitive du projet de loi C-23 et de l'approbation du Conseil du Trésor.

Organisation

Années personnes allouées: 336
Budget: 24,4 millions de dollars

Membres de l'Office national de l'énergie

Voici la liste des membres de l'Office au 31 décembre 1989 :

Roland Priddle	Président
Jean-Guy Fredette	Vice-président
R. Byron Horner, c.r.	Membre
William G. Stewart	Membre
A. Boyd Gilmour	Membre
Anita Côté-Verhaaf	Membre
Martha Musgrove	Membre
David B. Smith	Membre temporaire
Kenneth W. Vollman	Membre temporaire

Le mandat de Kenneth Vollman comme membre temporaire a été reconduit pour une période de trois ans, commençant le 30 septembre 1989.

En octobre 1989, le gouvernement a annoncé son intention de nommer Céline Bélanger et Roy Illing comme membres de l'Office à partir du 1er janvier 1990.

Comités permanents

Début 1989, l'Office a cessé de renvoyer les questions de réglementation sans audience devant l'un de ses trois comités permanents, le Comité des produits énergétiques, le Comité des pipelines ou le Comité de la réglementation financière. Depuis, toutes les activités de réglementation sans audience sont instruites par l'Office en séance plénière.

Personnel

Durant l'exercice financier 1989-1990, le budget de l'Office a été de 24,4 millions de dollars et son budget en années-personnes de 336.

Voici la description des bureaux et directions de l'Office (on trouvera en troisième de couverture la liste des cadres de l'Office).

Le **Directeur exécutif** est le cadre principal et le chef des opérations de l'Office. Ses tâches comprennent la gestion générale de l'Office, l'acquisition et la répartition des ressources humaines et financières, l'efficience et l'efficacité des activités, et la prestation de conseils sur les questions que le président juge pertinentes.

La **Direction des finances et de l'administration** coordonne et applique les politiques financières et administratives régissant le fonctionnement de l'Office. Elle fournit des conseils et des services sur le traitement des comptes, la planification financière et l'établissement des budgets, de même que sur la gestion des biens, du matériel, des dossiers et du courrier. Elle fournit aussi des services de comptabilité à l'Administration du Pipeline du Nord.

La **Direction du personnel** fournit des conseils et des services en matière de dotation des postes, de planification des ressources humaines, de formation professionnelle, d'équité en matière d'emploi, de langues officielles, de classification, de relations de travail, d'hygiène et de sécurité, de rémunération et d'avantages sociaux, de conflits d'intérêts, de programmes d'aide aux employés, de primes au mérite et de sécurité.

La **Direction de la planification et de la révision** assume la responsabilité du processus de planification opérationnelle et stratégique de l'Office, de l'examen et de l'évaluation des programmes, de la vérification interne et des pratiques de gestion.

La **Direction de la technologie informatique** assume la responsabilité des services d'informatique, du soutien aux services de traitement de textes et de traitement des données, et des services de téléphone. Ses tâches comprennent la prestation de services consultatifs sur l'exploitation des ordinateurs, la gestion des données, la conception et l'élaboration des programmes, ainsi que sur les techniques les plus modernes de traitement et d'exploitation des données. Ses responsabilités comprennent aussi l'intégration des systèmes et services d'information et de traitement des données de l'Office.

Le **Directeur général, Réglementation de l'énergie**, est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel portant sur la réglementation des exportations d'énergie et des lignes internationales de transport d'électricité. Cela englobe la planification et la coordination de toutes les activités relatives à la réglementation des lignes internationales de transport d'électricité, des exportations de pétrole, de gaz et d'électricité au titre de la Partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que la coordination de l'analyse de toutes les questions d'offre et de demande d'énergie.

La **Direction de l'économique** est chargée de déterminer la valeur économique pour le Canada des demandes adressées à l'Office en matière de licences d'exportation et de certificats de construction de pipelines ou de lignes internationales de transport d'électricité. Avec le concours d'autres collaborateurs de l'Office, la Direction établit les orientations générales en matière de réglementation de l'énergie et d'établissement des barèmes de droits et de tarifs des pipelines, en tenant compte des facteurs d'efficacité économique. La Direction est aussi chargée de préparer des prévisions détaillées sur la demande d'énergie au Canada, des prévisions macro-économiques sur la performance à long terme de l'économie canadienne, des perspectives à long terme sur les exportations canadiennes de gaz naturel et d'électricité vers le marché américain, et des scénarios à long terme sur l'évolution des cours mondiaux du pétrole. Toutes ces activités visent essentiellement à étayer les rapports de l'Office sur l'offre et la demande, à contribuer aux activités de surveillance des marchés, et à appuyer l'évaluation des permis d'exportations et des projets d'aménagement d'installations. La Direction fournit également des conseils sur l'état de la concurrence sur les marchés d'énergie, dans la mesure où l'exige le mandat de l'Office en matière de réglementation.

La **Direction des approvisionnements énergétiques** est chargée de conseiller l'Office, essentiellement, sur les questions

d'offre de pétrole brut conventionnel et synthétique, de bitume, de gaz naturel et de liquides du gaz naturel. La Direction établit des prévisions à court terme et à long terme sur l'offre de ces produits énergétiques provenant des réserves classiques, des sables bitumineux et des régions pionnières, et elle s'inspire pour ce faire de ses propres études et consultations auprès de l'industrie et d'autres groupes. Par ailleurs, elle prépare des estimations des réserves établies de pétrole et de gaz naturel du Canada, elle effectue des analyses du potentiel ultime des ressources et des taux d'ajout aux réserves, elle évalue les coûts de l'offre et les paramètres économiques des projets d'exploitation des ressources, elle surveille les tendances de l'industrie de l'énergie, notamment au chapitre de la production, et elle mène des enquêtes sur les nouvelles sources éventuelles d'approvisionnement énergétique. La Direction s'acquitte de ces tâches, dans les bureaux de l'Office à Calgary et à Ottawa, afin de contribuer aux fonctions réglementaires et consultatives de l'Office.

La **Direction de l'électricité** offre des conseils sur les questions relatives à la délivrance de licences d'exportation d'électricité et de certificats relatifs aux lignes internationales de transport d'électricité, et à la surveillance réglementaire. Elle prépare des prévisions sur l'offre et la demande d'électricité afin de contribuer à l'examen des demandes concernant l'électricité, entre autres, et d'étayer les rapports de l'Office sur l'offre et la demande. Elle analyse le marché nord-américain de l'électricité et elle donne des conseils sur les questions de production, de transport, de vente et d'échange d'électricité relevant des compétences fédérales.

La **Direction du gaz et du pétrole** fournit à l'Office des conseils sur les questions de pétrole et de gaz naturel, notamment sur l'évaluation des marchés et sur les transactions commerciales, ainsi que sur la transmission, le traitement et la distribution de ces produits. Elle intègre également ces informations dans des évaluations correspondant aux fonctions de réglementation de l'Office. La Direction est aussi chargée de réglementer et de surveiller les exportations et les importations, et de traiter les dossiers relatifs au transport et aux pratiques discriminatoires en matière de services reliés à l'exploitation des gazoducs et des oléoducs. Elle réunit et diffuse des données sur les exportations et les importations, notamment sur les volumes et les prix, et elle prépare et fournit des données sur la consommation et le transport de pétrole brut, de produits pétroliers, de produits gaziers et de gaz naturel, en formulant des estimations de la demande intérieure et extérieure à court terme et du débit des pipelines.

Le **Directeur général, Réglementation des pipelines**, est chargé d'intégrer toutes les activités du personnel concernant la réglementation des pipelines de gaz, de pétrole et de produits pétroliers. Cela englobe la conception, la construction, l'exploitation, la sécurité et les questions d'ordre environnemental précisées à la Partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que les questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs, au titre de la Partie IV de la *Loi*

La **Direction de l'environnement** fournit des conseils sur la protection de l'environnement durant la construction et l'exploitation des pipelines et des lignes de transport d'électricité, ainsi que sur la protection des droits des propriétaires en ce qui a trait à l'acquisition des terres. Elle donne des avis sur les répercussions environnementales des exportations d'électricité et de gaz naturel, notamment sur les effets de la production et de l'utilisation ultime de ces produits energétiques. En outre, le personnel de la Direction donne des avis sur les exigences techniques liées au croisement des emprises de pipelines par des tiers.

La **Direction du génie pipelinier** fournit des conseils sur les certificats pipeliniers délivrés au titre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, de façon à contribuer à la réglementation de la sécurité des installations pipelinières relevant de l'Office. La Direction est au sein de l'Office la principale source de conseils sur les questions techniques reliées aux demandes déposées par les sociétés pipelinières pour construire des installations. Elle assure également l'application de certaines parties du *Code canadien du travail* portant sur la sécurité des employés des sociétés pipelinières.

La **Direction de la réglementation financière** détient la responsabilité première en matière de droits et de tarifs, de conseils sur la réglementation financière, et de coûts de transport, en vertu de parties spécifiques de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. À ce titre, sa principale fonction consiste à fournir à l'Office et aux comités d'audience des informations financières spécialisées sur toutes les demandes de droits. La Direction est aussi chargée de vérifier les comptes des sociétés pipelinières relevant de l'Office et de surveiller régulièrement le rendement financier des pipelines, pour s'assurer que les droits sont justes et raisonnables.

La **Direction du contentieux** est chargée de fournir des avis juridiques à l'Office sur toutes les questions relevant des pouvoirs et responsabilités de celui-ci; elle joue également le rôle de conseiller juridique de l'Office durant les audiences publiques, et elle le représente devant la Cour d'appel fédérale et la Cour suprême du Canada.

Le **Bureau du secrétaire** reçoit toutes les demandes et tous les mémoires, et en coordonne l'étude par l'Office. Il conseille celui-ci sur l'échéancier des audiences et il prend toutes les dispositions administratives concernant la tenue d'audiences à Ottawa et dans tout le pays. Il fournit également des services de relations avec les médias, de relations publiques, de publication des documents et de gestion de la bibliothèque de l'Office. Il veille à l'application de la *Loi sur l'accès à l'information* et de la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, et il coordonne les services de traduction de l'Office, fournis sur place par le Secrétariat d'État.

Fonctions et responsabilités

... exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité; contruction de pipelines et de lignes de transport d'électricité; droits et tarifs pipeliniers; études énergétiques.

Responsabilités aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie

L'Office a deux grandes responsabilités aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*:

- réglementer des aspects précis des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, dans l'intérêt public;
- conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

L'Office a le pouvoir d'enquêter sur tout aspect de la situation énergétique qui relève de sa compétence et de publier des rapports destinés au gouvernement, au Parlement et au grand public.

Les fonctions de l'Office en matière de réglementation sont décrites ci-après.

Licences et ordonnances d'exportation

L'Office délivre des licences à long terme pour l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, habituellement à la suite d'audiences publiques. Lorsqu'il délivre ces licences, l'Office doit notamment veiller à ce que les exportations proposées répondent à l'intérêt public canadien. Il délivre aussi des ordonnances visant l'exportation à court terme de produits énergétiques, sous réserve des restrictions du *Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)*. L'Office autorise en outre, par des licences et des ordonnances, l'importation de gaz naturel.

Réglementation du transport, des droits, des tarifs et des méthodes comptables des sociétés pipelinières

L'Office réglemente le transport, les droits et les tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral, afin de veiller à ce que les droits soient justes et raisonnables et afin d'empêcher toute discrimination au niveau des tarifs ou du service.

Certificats de commodité et de nécessité publiques relatifs aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office accorde des certificats pour permettre la construction et l'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux servant au transport de pétrole, de gaz et de produits pétroliers, ainsi que de lignes interprovinciales désignées et de lignes internationales de transport d'électricité. Avant de délivrer un certificat, l'Office doit tenir une audience publique.

Tracé détaillé des pipelines et des lignes de transport d'électricité

Les personnes dont les terrains peuvent être touchés par le tracé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité approuvés par l'Office peuvent lui communiquer leur opinion au cours d'une audience publique locale. L'Office tient compte des dépositions lors de l'étude du tracé détaillé définitif.

Ordonnances relatives aux pipelines et aux lignes de transport d'électricité

L'Office approuve sans tenir d'audience publique les petites installations pipelinières ou petites additions ou modifications aux réseaux existants. Cela vaut pour les pipelines d'une longueur maximale de 40 kilomètres et les installations comme les réservoirs, les pompes, les compresseurs et les stations de comptage. L'Office peut aussi autoriser, sans tenir d'audience publique, la construction et l'exploitation de lignes internationales d'au plus 50 kilovolts.

Sécurité pipelinière

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* établit les principes de sécurité qui doivent régir la conception, la construction et l'exploitation de pipelines relevant de la compétence de l'Office. Pour s'assurer que les pipelines sont construits et exploités en toute sécurité, l'Office les inspecte et mène des enquêtes sur leur fonctionnement.

Croisement de pipelines et de services publics

L'Office surveille les activités de construction et d'excavation des entrepreneurs, conformément au *Règlement concernant les croisements de pipelines*, pour assurer la sécurité durant les travaux entraînant le croisement des pipelines sous réglementation fédérale.

Protection de l'environnement

L'Office étudie l'incidence environnementale des projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, de gazoducs ou de lignes internationales de transport d'électricité. Toute société qui prépare une demande destinée à l'Office est encouragée à envisager les préoccupations et problèmes environnementaux que son projet risque de soulever, et à en discuter avec des représentants de tous les ordres de gouvernement, des groupes d'intérêt public et des propriétaires fonciers touchés. En planifiant dès le départ l'étude des préoccupations environnementales éventuelles, la société peut préparer un dossier plus complet, tenant compte de toutes les solutions pertinentes et des réserves du public.

Pour protéger le mieux possible l'environnement, l'Office invite les groupes d'intérêt public, les groupes locaux de protection de l'environnement ainsi que les particuliers concernés à intervenir durant les audiences. De même, pour encourager la participation du public, il tient souvent ses audiences dans les régions où les travaux de construction risquent d'avoir une incidence environnementale.

Après la délivrance d'un certificat ou d'une ordonnance, l'Office vérifie le chantier, puis les activités d'exploitation du réseau et les méthodes normales d'entretien et de surveillance de la société. Cette façon de procéder lui permet de s'assurer que la société continue de veiller à la protection de l'environnement, ainsi qu'à la santé et à la sécurité publiques.

Incidences socio-économiques

Dans le cadre de son processus d'approbation des installations, l'Office prend en considération les préoccupations socio-économiques régionales et locales, et il veille à ce que les

demandeurs prennent toutes les mesures raisonnables requises pour minimiser les effets négatifs des projets et accroître les avantages que ceux-ci procurent aux groupes sociaux concernés, à l'échelle locale ou régionale. L'Office peut notamment faire une évaluation des incidences socio-économiques avant la réalisation du projet, examiner les plans d'action socio-économiques proposés, surveiller la mise en oeuvre des plans d'action après la délivrance des certificats pour en constater les effets positifs ou négatifs, et évaluer les incidences réelles du projet.

Responsabilités aux termes de la Loi sur l'administration de l'énergie

Aux termes de la *Loi sur l'administration de l'énergie*, l'Office est tenu de percevoir les redevances sur les exportations de pétrole. Bien que les redevances sur les exportations de pétrole brut et de produits pétroliers en vrac aient été ramenées à un taux nul en 1985, il reste encore certaines activités à exécuter quant au recouvrement et à la radiation de redevances non perçues.

Responsabilités aux termes de la Loi sur le pipeline du Nord

En ce qui a trait au segment canadien du réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska, l'Office a pour principale responsabilité de réglementer les droits et tarifs, d'approuver les cahiers des charges des canalisations, de délivrer des ordonnances de mise en service et de réglementer l'exploitation des canalisations. L'Office a aussi fourni à l'Administration des services financiers et de personnel, ainsi que des conseils techniques. Le 30 septembre 1989, M. K.W. Vollman a été reconduit dans son poste d'Agent désigné auprès de l'Administration du pipeline du Nord.

Entente avec Travail Canada

L'Office et Travail Canada ont conclu un protocole d'entente en vertu duquel certains inspecteurs de l'Office, qui ont été nommés agents de sécurité par le ministre du Travail, ont assumé des responsabilités professionnelles relativement aux questions de santé et de sécurité au travail visées par la partie II (auparavant partie IV) du *Code canadien du travail*. L'entente, entrée en vigueur le 23 février 1987, s'applique à tous les pipelines relevant de la compétence de l'Office, à l'exclusion de

certains domaines comme les sièges sociaux et les bureaux régionaux des sociétés pipelinières, qui continuent de relever des inspecteurs de Travail Canada.

Accès public et participation

L'Office est une cour d'archives. Ses délibérations se font à partir de renseignements fournis publiquement et mis à la disposition de tous, à sa bibliothèque d'Ottawa et à son bureau de Calgary, à l'exception de certains renseignements confidentiels reliés aux prix concurrentiels. Dans le cas des demandes et enquêtes importantes, il tient des audiences publiques auxquelles les demandeurs et autres parties intéressées ont pleinement le droit de participer, dans la langue officielle de leur choix. Afin que les parties puissent se préparer, l'Office leur donne un préavis raisonnable des dates des audiences et leur accorde un délai suffisant pour répondre aux demandes de renseignements.

De plus, l'Office publie chaque trimestre un état des projets de réglementation concernant les questions qui lui sont soumises, ainsi que des bulletins et des communiqués sur diverses questions liées à ses activités.

Mise en application des décisions de l'Office

Quand l'Office est prêt à octroyer un certificat visant un pipeline ou une ligne de transport d'électricité, ou à délivrer une licence d'exportation de gaz naturel ou d'électricité ou encore d'importation de gaz naturel ou d'exportation à long terme de pétrole, il en fait rapport au gouverneur en conseil par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Si le gouverneur en conseil approuve le certificat, l'Office le délivre. Dans le cas d'une licence d'exportation à

long terme ou d'importation délivrée par l'Office, elle entre en vigueur après avoir été approuvée par le gouverneur en conseil. Le rejet d'une demande par l'Office n'est pas soumis au gouverneur en conseil, sauf s'il s'agit d'exportation d'énergie aux États-Unis, où le rejet de la demande pourrait entraîner l'application de certaines dispositions de l'Accord de libre-échange. Les Motifs de décision de l'Office sont diffusés à titre de documents publics. Comme la plupart des décisions quotidiennes de l'Office, les décisions en matiére de droits et de tarifs sont prises sans en référer au gouverneur en conseil.

Révision et appel des décisions de l'Office

L'Office peut réviser, annuler ou changer toute ordonnance qu'il délivre ou décision qu'il rend et réentendre toute demande avant de prendre une décision. L'Office peut modifier les licences ou les certificats délivrés sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil.

Les parties peuvent demander à l'Office de réviser une décision. En outre, toute décision peut être portée en appel devant la Cour d'appel fédérale, à condition que l'appel porte sur un point de droit ou une question de pouvoir de réglementation.

Dépenses adjugées

L'Office n'a pas le pouvoir d'adjuger des dépenses aux participants aux audiences, sauf dans le cas des audiences portant sur les tracés détaillés.

Dans le cas des audiences concernant des tracés détaillés, l'Office peut fixer le niveau des indemnités devant être versées aux propriétaires fonciers pour leurs frais de participation aux audiences.

Motif de décision rendus publics et autres rapports publiés en 1989

Motifs de décision

1. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 5 février 1988 concernant certaines ordonnances relatives aux droits, aux termes des articles 50, 51 et 53 de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience RH-1-88, Phase I) - novembre 1988 (publication en janvier 1989).

2. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 28 juillet 1989 aux termes des parties III, IV et V de la Loi - (Ordonnance d'audience GH-4-88) - janvier 1989.

3. NORTH CANADIAN OILS LIMITED - Demande aux termes des paragraphes 71(2) et 71(3) de la Loi, concernant des ordonnances obligeant Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. à recevoir, transporter et livrer du gaz offert par North Canadian Oils Limited - (Ordonnance d'audience MH-2-88) - mai 1989.

4. ALBERTA AND SOUTHERN GAS CO. LTD. - Demande aux termes de l'article 21 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, visant la modification de la licence d'exportation de gaz naturel GL-99 - (Ordonnance d'audience GH-5-88) - mai 1989.

5. COMPAGNIE DES PÉTROLES AMOCO CANADA LTÉE - Demande de licence d'exportation de gaz naturel, au titre de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience GH-3-89) - mai 1989.

6. BRITISH COLUMBIA HYDRO AND POWER AUTHORITY - Demande visant à modifier la durée de la licence EL-162, au titre du paragraphe 21(1) de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience EH-1-89) - juin 1989.

7. CANTERRA ENERGY LTD., NORCEN ENERGY RESOURCES LIMITED, POCO PETROLEUMS LTD., VECTOR ENERGY INC. et WESTERN GAS MARKETING LIMITED - Demandes de licences d'exportation de gaz naturel, au titre de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie; et SHELL CANADA LIMITÉE -Demande visant à modifier, changer ou varier la licence d'exportation de gaz naturel GL-100, au titre de l'article 21 de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience GH-8-88) - juin 1989.

8. PROGAS LIMITED et WESTERN GAS MARKETING LIMITED - Demandes visant à modifier, changer ou varier les licences d'exportation de gaz naturel GL-98 et GL-83, au titre de l'article 21 de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience GH-9-88) - juin 1989.

9. FOOTHILLS PIPE LINES (ALTA.) LTD. - Demande du 11 avril 1989 visant à obtenir une ordonnance, conformément àl'article 58 de la Loi, demandant une exemption de l'alinéa 30(1)a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi - (Ordonnance d'audience GHW-1-89) - juin 1989.

10. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demande du 5 février 1988 concernant certaines ordonnances relatives aux droits, au titre des articles 50, 51 et 53 de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience RH-1-88, phase II) - juin 1989.

11. HYDRO-QUÉBEC - Demande de licence d'exportation d'électricité à la New York Power Authority, au titre de la partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience EH-2-89) - juillet 1989.

12. WESTCOAST ENERGY INC. - Demande du 14 avril 1989 pour de nouveaux droits à partir du 1er novembre 1989 - (Ordonnance d'audience RH-1-89) - septembre 1989.

13. RESSOURCES ESSO CANADA LTÉE, SHELL CANADA LIMITÉE et RESSOURCES GULF CANADA LIMITÉE - Demandes de licences d'exportation de gaz naturel au titre de la Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience GH-10-88) - août 1989.

14. TRANSCANADA PIPELINES LIMITED - Demandes de construction d'installations, au titre de la Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie; et COMPAGNIE DES PÉTROLES AMOCO CANADA LIMITÉE, CONSOLIDATED EDISON COMPANY OF NEW YORK, ICG UTILITIES (ONTARIO) LTD , INDECK GAS SUPPLY CORPORATION, WESTERN GAS MARKETING LIMITED, DIRECT ENERGY MARKETING LIMITED - Demandes de licences d'exportation de gaz naturel, au titre de la Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie; et PROGAS LIMITED, SHELL CANADA LIMITÉE - Demandes visant à modifier, changer ou varier des licences d'exportation de gaz naturel, au titre de la Partie I de la Loi sur l'Office national de l'énergie - (Ordonnance d'audience GH-1-89, Volume 1) - décembre 1989.

Autres documents importants

1. Rapport annuel 1988- 31 mars 1989

2. Exportations de produits pétroliers 1988 - avril 1989

3. Exportations de pétrole brut en 1988 - juin 1989

4. Rapport annuel conformément à la Loi sur l'accès à l'information et à la Loi sur la protection des renseignements personnels - 23 juin 1989

5. Évaluation du marché du gaz naturel - octobre 1989

6. L'Office national de l'énergie - Une introduction - novembre 1989

7. Ébauche de lignes directrices sur l'information préalable du public

On peut se procurer des exemplaires des Motifs de décision et des autres rapports de l'Office en s'adressant au :

Bureau de soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

(613) 998-7204

Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie

Voici une liste des sociétés pipelinières[1] qui possèdent ou exploitent les pipelines interprovinciaux ou internationaux relevant de la compétence de l'Office, des sociétés titulaires de licences d'exportation de gaz naturel, et des sociétés d'électricité titulaires de licences d'exportation d'électricité accordées par l'Office. Dans le présent rapport, ces sociétés sont mentionnées sous le nom apparaissant entre parenthèses.

Sociétés Pipelinières

Groupe 1 - Gaz naturel

Alberta Natural Gas Company Ltd. (Alberta Natural Gas)
Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills)
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)

Groupe 1 - Pétrole et produits pétroliers

Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin)
Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc. (Interprovincial)[2]
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd. (IPL(NW))
Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord)
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain)

1 Les sociétés pipelinières ont été réparties en deux groupes. Le Groupe 1 est composé des dix principales sociétés pipelinières qui font régulièrement l'objet de vérifications par l'Office et dont les résultats d'exploitation sont continuellement surveillés par l'Office. Les 39 sociétés relevant de la compétence de l'Office et qui ne sont pas incluses dans le Groupe 1 font partie du Groupe 2.

2 Le 5 mai 1988, la compagnie Pipeline Interprovincial Limitée a adopté le nom Énergie Interhome Inc. Toutefois, les opérations pipelinières se poursuivent sous le nom d'affaires Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.

Groupe 2 - Gaz naturel

A.P.R. Pipeline Company Ltd. (A.P.R. Pipeline)
Bonanza Oil and Gas Ltd. (Bonanza)
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Champion Pipe Line Corporation Limited (Champion)
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco) (inactif)
Consumers' Gas (Canada) Limited (Consumers' Gas)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG)
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited (Many Islands)
Mid-Continent Pipelines Limited (Mid-Continent)
Minell Pipeline Ltd. (Minell)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil) (inactif)
Newex Resources Ltd. (Newex)
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Novacorp International Pipelines Ltd. (Novacorp)
Peace River Transmission Company Limited (Peace River)
Produits Shell Canada Limitée (Shell Canada)
Ressources Amoco Canada Limitée (Amoco Canada) (inactif)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
St. Clair Pipelines Ltd. (St. Clair Pipelines)
Union Gas Limited (Union Gas)

Groupe 2 - Pétrole et produits pétroliers

Aurora Pipe Line Company (Aurora)
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian Kerrobert Ltd. (Dome Kerrobert et Pan Canadian)
Dome NGL Pipeline Ltd. (Dome NGL)
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Dome NGL et Amoco)
Esso Ressources Canada Limitée (Esso Ressources)
Les Pipe-Lines Montréal Limitée (Montréal)
Manito Pipelines Ltd. (Manito) (comprend Bodo Pipeline System [société conjointe])
Mont Resources Limited (Mont Resources)
Murphy Oil Company Ltd. (Murphy Oil)
Northwest Transmission Company Limited (Northwest Transmission)
Petroleum Transmission Company (Petroleum Transmission)
Polysar Hydrocarbons Limited (Polysar)
Pouce Coupé Pipeline Ltd. (Pouce Coupé)
Sun Pipe Line Company (Sun)
Wascana Pipe Line Ltd. (Wascana)
Westspur Pipe Line Company (1985) Inc. (Westspur)
Windsor Storage Facility Joint Venture (Installations de stockage de Windsor)
Yukon Pipelines Limited (Yukon)

Titulaires de licences d'exportation de gaz

Alberta and Southern Gas Co. Ltd. (Alberta and Southern)
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company (ANE & AEC)[1]
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd. (ANE & ATCOR)[1]
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited (ANE & ProGas)[1]
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada Pipelines Limited (ANE & TransCanada)[1]
BC Gas Inc (BC Gas)[2]
Canadian Hunter Exploration Ltd. (Canadian Hunter)
Canadian-Montana Pipe Line Company (Canadian-Montana)
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco)
Canterra Energy Ltd. (Canterra)
Consolidated Natural Gas Limited (Consolidated)
Esso Ressources Canada Ltée. (Esso Ressources)
ICG Transmission Holdings Ltd. (ICG Transmission)
KannGaz Producers Ltd. (KannGaz)
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited (Many Islands)[3]
Niagara Gas Transmission Limited (Niagara Gas)
Norcen Energy Resources Limited (Norcen)
Pan-Alberta Gas Ltd. (Pan-Alberta)
Poco Petroleums Ltd. (Poco)
ProGas Limited (ProGas)
Ressources Amoco Canada Limitée (Amoco Canada)
Shell Canada Limitée (Shell Canada)
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)
Union Gas Limited (Union Gas)
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)

1 Sociétés détenant des licences conjointes
2 Exportations destinées à la réimportation
3 Ré-exportation d'importations

Titulaires de licences d'exportation d'électricité[1]

Boise Cascade Canada Ltd. (Boise Cascade)
British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro)
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée (Niagara Limitée)
Énergie Nouveau-Brunswick (Énergie NB)
The Canadian Transit Company (Canadian Transit)
Cedars Rapids Transmission Company, Limited (Cedars Rapids)
Cominco Ltd. (Cominco) Cornwall Electric (Cornwall Electric)
The Detroit and Windsor Subway Company (Detroit and Windsor)
Fraser Inc. (Fraser Inc.)
Hydro-Québec (Hydro-Québec)
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited (Maine and New Brunswick)
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba)
Ontario Hydro (Ontario Hydro)
Saskatchewan Power Corporation (Saskatchewan Power)
West Kootenay Power and Light Company, Limited (West Kootenay)

1 Toutes les titulaires, sauf Cornwall Electric, exportent à l'aide de leurs propres installations au titre desquelles l'Office a délivré des certificats. Cornwall Electric exporte son électricité à l'aide des installations de Cedar Rapids

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie a adopté le système international de mesures (SI). Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, une ville comme Toronto consomme, environ toutes les 15 heures, un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transport, etc.).

La table de conversion suivante pourra être utile aux lecteurs qui connaissent peut-être mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

1 mètre (m)	= 3,28 pieds
1 kilomètre (km)	= 0,62 mille
1 millimètre (mm)	= 0,039 pouce
1 mètre cube (m^3) de pétrole	= 6,3 barils
1 mètre cube (m^3) de gaz naturel	= 35,3 pieds cubes
1 litre (L)	= 0,22 gallon
1 kilogramme (kg)	= 2,20 livres
1 gigajoule	= 0,95 million de Btu ou 950 pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube
1 pétajoule	= 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel ou 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

Notation

gigajoule (GJ)	= 10^9J
térajoule (TJ)	= 10^{12}J
pétajoule (PJ)	= 10^{15}J
exajoule (EJ)	= 10^{18}J
kilowatt (kw)	= 10^3 watts
mégawatt (MW)	= 10^3KW
mégawatt-heure (MW.h)	= 10^3KW.h
gigawatt-heure (GW.h)	= 10^6KW.h
térawatt-heure (TW.h)	= 10^9KW.h

Annexes

Annexes

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada
2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation
3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation
4. Électricité - Production et utilisation

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1989 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris des projets de construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur
2. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris des projets de construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longueur
3. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver des modifications et des ajouts aux installations d'oléoducs existantes
4. Exportations de produits pétroliers - 1989
5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1988 et 1989
6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens

Gaz

1. Certificats délivrés en 1989 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur
2. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur
3. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver des modifications et des ajouts aux installations de gazoduc existantes
4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel, au 31 décembre 1989

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel, au 31 décembre 1989
6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et (ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, au 31 décembre 1989
7. Exportations de gaz naturel
8. Importations de gaz naturel
9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances
10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène, en vertu de licences et d'ordonnances
11. Exportations totales nettes de propane et de butanes
12. Quantités de gaz naturel dont l'exportation est autorisée

Électricité

1. Certificats délivrés en 1989 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité
2. Ordonnances délivrées en 1989 concernant des lignes internationales de transport d'électricité
3. Licences délivrées en 1989 pour l'exportation d'électricité
4. Ordonnances délivrées en 1989 concernant l'exportation d'électricité
5. Exportations d'électricité
6. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par province)
7. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par région américaine/État)

Réglementation financière

1. Renseignements financiers - Sociétés d'oléoducs du Groupe 1
2. Renseignements financiers - Sociétés de gazoducs du Groupe 1

Synthèse de la situation énergétique

1. Consommation d'énergie au Canada(a) (pétajoules)

	1985	1986	1987	1988	1989(e)
Pétrole (b)	3134,6	3133,5	3202,4	3365,7	3513,4
Gaz naturel (c)	2147,6	2132,0	2138,5	2368,4	2536,5
Hydro-électricité (d)	1084,5	1110,7	1130,5	1096,4	1027,8
Nucléaire (d) (f)	714,2	841,6	905,3	958,9	928,3
Charbon	1122,1	1040,0	1117,7	1200,3	1150,0
Énergie renouvelable	514,5	543,9	554,2	553,5	573,2
TOTAL POUR LE CANADA	8717,5	8801,7	9048,6	9543,2	9729,2

a - Tient compte de l'énergie utilisée sans but énergétique, de l'autoconsommation , de l'énergie utilisée pour les conversions et du combustible utilisé pour les exportations d'électricité.

b - Comprend les gaz de pétrole liquéfiés (GPL).

c - Comprend l'éthane, le combustible de retraitement et le combustible pour la production de bitume, mais ne tient pas compte de la contraction en cours de retraitement.

d - Converti à l'aide d'un facteur de 3,6 PJ/TW.h. (hydro-électricité) et de 12,1 PJ/TW.h. (nucléaire).

Si l'on convertissait l'énergie à l'aide d'une enthalpie de 10,5 pétajoules le térawatt-heure, en supposant que la quantité d'énergie primaire nécessaire à la production de l'hydro-électricité et de l'électricité d'origine nucléaire soit la même que s'il s'agissait de combustibles fossiles, on obtiendrait les résultats suivants:

	1984	1985	1986	1987	1988(e)
Hydro-électricité et nucléaire	3782,9	3970,0	4082,9	4029,9	3803,4

e - Estimation.

f - Comprend l'énergie utilisée pour produire de la vapeur.

Synthèse de la situation énergétique

2. Pétrole brut et équivalents - Approvisionnements et utilisation (milliers de mètres cubes par jour)

	1985	1986	1987	1988	1989(e)
Approvisionnements					
Production canadienne (a)	248,8	249,0	259,6	272,6	263,0
Importations (b)	43,4	56,6	64,7	71,7	76,9
Total des approvisionnements (d)	292,2	305,6	324,3	344,3	339,9
Utilisation					
Demande intérieure (b)	221,1	216,7	226,5	238,3	242,2
Exportations (c)	75,8	93,6	99,6	112,8	102,9
Utilisation totale (d)	296,9	310,3	326,1	351,1	345,1

a - Source l'ONE
b - Source: formule 153 de l'ONE - Arrivages à la raffinerie.
c - Source: formule 306 de l'ONE - Exportations de pétrole brut.
d - Le total des approvisionnements ne correspond pas à l'utilisation totale en raison des changements apportés aux stocks, etc.
e - Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

3. Gaz naturel - Approvisionnements et utilisation (milliards de mètres cubes à 101,325 KPa et 15 degrés Celsius)

	1985	1986	1987	1988	1989(e)
Ventes nettes au Canada	50,2	48,8	47,8	52,7	56,6
Other Uses in Canada (a)	1,0	2,5	2,1	2,9	2,6
Imports	0,0	-0,3	-0,1	-0,6	-1,2
Exports	26,2	21,1	28,0	35,9	37,9
Total Deliveries (b)	77,4	72,1	77,8	91,0	95,9
Production de gaz marchand (b)	81,5	74,9	80,9	93,5	97,5

a - Tient compte du combustible pour pipeline, des pertes et d'autres livraisons, moins les variations de stock.
b - Les livraisons totales comprennent le gaz naturel synthétique mais ne tiennent pas compte de la contraction en cours de retraitement et du combustible de retraitement qui sont compris dans la production de gaz marchand.
e - Estimation.

Synthèse de la situation énergétique

4. Électricité - Production et utilisation (térawatts- heures)

	1985	1986	1987	1988	1989
Production totale	445,4	457,2	483,2	490,6	480,0
Importations (a)	0,2	0,2	0,5	2,8	8,7
Total des approvisionnements	446,6	457,4	483,7	493,4	488,7
Demande canadienne	405,1	422,1	438,3	463,7	470,2
Exportations (a)	41,5	35,3	45,4	29,7	18,5

a - Ne comprennent pas des échanges entre le Canada et les États- Unis.
p - Préliminaire.

Pétrole

1. Certificats délivrés en 1989 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris des projets de construction d'oléoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat n'a été délivré en 1989.

Pétrole

2. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver de nouvelles installations d'oléoducs, y compris des projets de construction d'oléoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Pouce Coupé Pipelines Ltd.	XO-1-89	89-04-05	26,1 km de gazoduc, Colombie-Britannique - Alberta	2 845 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-2-89	89-07-20	Remplacement du réservoir 17, Alberta	2 800 000

Pétrole

3. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver des modifications et des ajouts aux installations d'oléoducs existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Cochin Pipe Lines Ltd.	XOM-9-89	89-05-23	Modification du terminal Windsor	86 000
	XOM-10-89	89-06-23	Modification du terminal Windsor	10 000
	XOM-15-89	89-09-14	Modification d'une gare de piston râcleur	110 000
	XOM-18-89	89-11-03	Agrandissement de la caverne I-4 Terminal de stockage Windsor	260 000
Compagnie Pipeline Interprovincial, une division d'Énergie Interhome Inc.	XOM-3-89	89-03-06	Modification d'une station de pompage	1 000 000
	XOM-11-89	89-08-24	Remplacement de condensateurs contaminés par des BPC, de joints de toit de réservoirs et d'équipement d'urgence en cas de déversement accidentel de pétrole	6 400 000

Pétrole

3. (suite) Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver des modifications et des ajouts aux installations d'oléoducs existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XOM-14-89	89-10-12	Amélioration et remplacement de bâtiments et d'équipement de stations de pompage, de réservoirs, de stations de comptage et de matériel de communications	61 600 000
Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.	XOM-1-89	89-02-02	Remplacement de segments de pipeline	2 000 000
	XOM-8-89	89-05-08	Modification d'une station de pompage	289 300
	XOM-13-89	89-10-12	Modification d'une station de pompage et mise en place d'installations de comptage	1 500 000
Petroleum Transmission Company	XOM-17-89	89-11-02	Programme d'intégrité, amélioration du reste du matériel et d'une pompe	2 160 785
Pipelines Trans-Nord Inc.	XOM-2-89	89-03-02	Amélioration et modification de gares de piston râcleur, de systèmes informatiques, de stations de pompage, de matériel de contrôle de déversements et de bâtiments	2 073 000
	XOM-4-89	89-05-19	Déplacement d'une conduite	160 000
	XOM-7-89	89-05-08	Déplacement d'une conduite	108 000
	XOM-12-89	89-07-20	Déplacement d'une conduite	87 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XOM-5-89	89-05-19	Reconstruction d'une digue de réservoir à Burnaby	5 900 000
	XOM-6-89	89-05-08	Remplacement de canalisation principale, de véhicules et d'équipement de travail	264 000
	XOM-16-89	89-10-05	Modification de l'équipement de la station, aéronef	2 450 000
	XOM-19-89	89-12-06	Améliorations et modifications	10 455 000

Pétrole

4. Exportations de produits pétroliers (mètres cubes)

Mois	Essence pour moteur	Distillats moyens	Mazout lourd	Carbu-réacteur	Pétrole Partiellement raffiné	Total (a)
Janvier	165 042	455 829	89 558	177 448	30 944	918 821
Février	208 983	398 249	36 433	164 345	112 713	920 723
Mars	327 650	446 654	58 195	139 753	39 726	1 011 978
Avril	281 745	297 869	67 750	174 524	94 820	916 708
Mai	329 843	300 660	63 720	164 508	18 753	877 484
Juin	238 575	171 439	72 798	194 038	111 428	788 278
Juillet	177 075	370 857	73 502	133 177	121 595	876 206
Août	291 456	413 762	105 043	213 371	79 859	1 103 491
Septembre	211 732	358 276	67 024	117 314	37 689	792 036
Octobre	250 000	325 405	66 992	100 000	60 000	802 397
Novembre	220 000	420 000	70 000	191 522	65 000	966 522
Décembre	180 000	455 000	63 985	200 000	75 473	974 458
Total (m^3)	**2 882 000**	**4 414 000**	**835 000**	**1 970 000**	**848 000**	**10 949 000**
m^3/j	**7 896**	**12 093**	**2 288**	**5 397**	**2 323**	**30 000**

a - Exclut le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte et les produits pétrochemiques.

Pétrole

5. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1988 et 1989 (mètres cubes)

	1988		1989	
	total	moyenne journalière	total	moyenne journalière
Amoco Production Company	3 851 987	10 525	4 068 376	11 146
Ashland Oil Inc.	1 702 215	4 651	1 439 424	3 944
BP Oil	-	-	102 216	280
Cenex	1 125 721	3 076	1 218 951	3 340
Chinese Petroleum Corporation	273 409	747	118 050	323
Clark Oil & Refining Corporation	3 851 088	10 522	2 912 773	7 980
Conoco Inc.	1 583 220	4 326	2 095 581	5 741
Crystal Refining	42 936	117	29 168	80
Exxon Company, U.S.A.	2 034 390	5 558	1 202 665	3 295
Frontier Oil and Refining Co.	218 115	596	82 460	226
Koch Refining Company	9 618 497	26 280	8 957 267	24 540
Laketon Refining Corp.	407 513	1 113	389 926	1 068
Marathon Petroleum Company	744 830	2 035	512 466	1 404
Mobil Oil Corporation	3 642 397	9 952	3 922 347	10 746
Montana Refining Company	271 988	743	247 532	678
Murphy Oil U.S.A. Inc.	723 215	1 976	977 323	2 678
Pecten Trading Company	81 226	222	26 927	74
Shell International Trading	34 517	94	-	-
Shell Oil Company	399 119	1 091	743 729	2 038
Sohio Supply Company	98 845	270	-	-
Sun Refining and Marketing Co.	2 685 132	7 336	2 594 849	7 109
Texaco U.S.A.	183 103	500	109 809	301
Tosco Corporation	-	-	18 305	50
Total Petroleum, Inc.	132 532	362	231 656	635
Union Oil Company of California	4 155 260	11 353	2 125 446	5 823
United Refining Company	3 193 570	8 726	3 151 538	8 634
U.S. Oil & Refining Co.	221 948	606	226 563	621
Autres			42 343	116
TOTAL	**41 276 789**	**112 778**	**37 547 690**	**102 870**

Pétrole

6. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens (mètres cubes par jour)

	1985	1986	1987	1988	1989
Brut léger et équivalent	33 416	41 281	44 213	50 214	47 136
Brut lourd	41 901	52 301	55 357	62 565	55 734
Total	**75 317**	**93 582**	**99 570**	**112 778**	**102 870**

Gaz

1. Certificats délivrés en 1989 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Aucun certificat n'a été délivré en 1989.

Gaz

2. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver de nouvelles installations de gazoducs, y compris des projets de construction de gazoducs de moins de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
Bonanza Oil and Gas Ltd.	XG-11-89	89-08-24	5,4 km de conduite d'un diamètre extérieur de 114,3 mm, Saskatchewan - Alberta	201 215
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.	XG-7-89	89-06-29	Aménagement d'installations de décompression et de recompression, Alberta	34 500 000
ICG Transmission Holdings Ltd.	XG-4-89	89-11-30	Deux stations de compression d'environ 800 kW, Manitoba et Ontario	7 000 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-1-89	89-05-01	21,1 km de conduite d'un diamètre extérieur de 1219 mm, Ontario	31 520 000
	XG-2-89	89-05-01	5,1 km de conduite d'un diamètre extérieur de 1219 mm, Ontario	8 087 000
	XG-3-89	89-08-10	Station de comptage de Oak Bluff, Ontario	1 453 000
	XG-6-89	89-06-08	Rattachement Kirkwall, station de comptage de Nanticoke et modification des conduites à la station de comptage de Hamilton Gate, Ontario	2 128 000
	XG-8-89	89-06-19	1,6 km de doublement de 1219 mm de diamètre extérieur, Ontario	6 688 000
Westcoast Energy Inc.	XG-5-89	89-06-08	Doublement de Aitken Creek, Colombie-Britannique	8 110 000
	XG-9-89	89-07-27	Station de comptage de Cyprus Creek, Colombie-Britannique	809 000

Gaz

3. Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver des modifications et des ajouts aux installations de gazoducs existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XG-10-89	89-08-17	Construction de pipelines, Pine et Commotion, Colombie-Britannique	3 100 000
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XGM-8-89	89-06-01	2,3 km de canalisation de 406,4 mm de diamètre extérieur	468 500
Consumers' Gas (Canada) Limited	XGM-19-89	89-10-24	Rattachement	375
Foothills Pipe Lines Ltd.	XGM-3-89	89-03-23	Vannes, ajouts aux entrepôts, amélioration de l'équipement	1 808 500
	XGM-5-89	89-03-29	Amélioration de 1,4 km de canalisation	1 647 700
	XGM-23-89	89-11-16	Trois assemblages Aero et boucle de comptage	2 050 000
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	XGM-17-89	89-09-29	Piquage commercial	11 200
	XGM-20-89	89-10-26	Équipement général de bureau	540 000
Many Islands Pipe Line (Canada) Limited	XGM-12-89	89-08-12	Rattachement, vanne d'isolation et 4,5 km de canalisation d'un diamètre extérieur de 88,9 mm	6 100
	XGM-18-89	89-10-16	Trois piquages sur conduite en charge de 168,3 mm de diamètre extérieur	62 000
Niagara Gas Transmission Limited	XGM-14-89	89-08-16	Remplacement d'une vanne et de canalisation NPS 12	34 175
St. Clair Pipelines Ltd.	XGM-24-89	89-11-14	175 m de prolongement pipelinier	67 000
TransCanada PipeLines Limited	XGM-2-89	89-01-18	Installation d'équipement télémétrique	143 000
	XGM-4-89	89-03-23	Remplacement de canalisations	1 467 000

Gaz

3. (suite) Ordonnances délivrées en 1989 pour approuver des modifications et des ajouts aux installations de gazoducs existantes

Demandeur	Ordonnance	Date de délivrance	Installations	Coût estimatif ($)
	XGM-6-89	89-04-20	Remplacement de canalisation, du système de détection de la glace et d'une turbine d'électricité	4 858 000
	XGM-9-89	89-05-15	Modification de compresseurs et bâtiment de stockage des BPC	2 470 000
	XGM-10-89	89-07-27	Remplacement d'équipement sanitaire, de bâtiments de stations de comptage et de vannes de canalisation principale	604 000
	XGM-13-89	89-08-31	Remplacement de chaudière	101 000
	XGM-15-89	89-10-05	Chromatographe pour le gaz	50 000
	XGM-22-89	89-11-15	Remplacement de canalisations, amélioration des installations de compression et de comptage	24 849 000
	XGM-25-89	89-11-30	Piquage commercial	146 000
	XGM-26-89	89-12-06	Amélioration d'une station de comptage	210 500
Westcoast Energy Inc.	XGM-1-89	89-01-18	Remplacement et modification d'usines, d'entrepôts, de services de bureau, d'équipement portatif	728 000
	XGM-7-89	89-05-19	Conduites, entrepreneur du contrôle du débit du gaz et remplacement d'équipement aéronautique	7 909 000
	XGM-11-89	89-07-27	Vannes, systèmes de contrôle, grue, chaudières, camions	1 497 000
	XGM-16-89	89-10-05	Équipement de surveillance, prolongement de doublement pour condensat, moteurs d'appoint amélioration de l'appareillage	11 670 000
	XGM-21-89	89-11-23	Système de fermeture en cas d'urgence, refroidisseur de gaz d'échappement, système de contrôle du carburant, amélioration du système de détection SCADA et de la PMO	30 980 000

Gaz

4. Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	Kingsgate, C.B.	1986-12-18	1987-10-31	31 897,2	9 340,9	77 626,5
			1987-11-01	1994-10-31	31 897,2	10 580,4	
	GL-111	Kingsgate, C.B.	1994-11-01	2005-10-31	31 900,0	10 580,5	116 385,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company	GL-105	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	495,7	180,9	2 714,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	991,5	361,9	5 428,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited	GL-103	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	1 869,6	682,4	10 236,0
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited	GL-102	Iroquois, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	7 506,9	2 740,0	42 646,0
		Niagara Falls, Ont.	1988-11-01	2003-10-31	283,3	103,4	
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-112	Huntingdon, C.B.	1989-07-24	1989-10-31	704,0	70,4	3 856,0
			1989-11-01	2004-10-31	704,0	257,0	
Ressources Amoco Canada Limitée	GL-108	Emerson, Man.	1989-03-16	1989-10-31	422,5	96,8	1 504,0
			1989-11-01	2001-10-31	422,5	154,0	
BC Gas Inc.	GL-123(a)	Huntingdon, C.B.	1989-11-09	1992-04-30	1 703,0	61,3	184,0
Canadian Hunter Exploration Ltd.	GL-107	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1990-11-01	2010-10-31	845,0	254,0	3 381,0
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-25	Aden/Cardston, Alb., Emerson Man. & Niagara Falls, Ont.	1968-11-01	1969-10-31	339,9	103,4	4 890,8
			1969-11-01	1991-10-31	679,9	206,8	
			1991-11-01	1993-10-31	390,9	119,0	
	GL-72	Aden, Alb.	1988-01-01	1988-10-31	1 133,1	236,1	1 085,7
			1988-11-01	1990-10-31	1 416,4	283,3	
			1990-11-01	1991-10-31	1 416,4	188,7	
			1991-11-01	1992-10-31	1 416,4	94,3	
	GO-3-79	Reagan Field, Alb.	1979-05-01	1993-12-31	30,0	10,3	105,0
Canterra Energy Ltd.	GL-113	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 099,1
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	
	GL-114	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 246,4
			1989-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	
Esso Ressources Canada Ltée.	GL-82	Niagara Falls, Ont.	1984-02-05	1984-10-31	2 125,0	340,0	4 653,7
			1984-11-01	1988-10-31	2 125,0	775,6	
			1988-11-01	1989-10-31	2 125,0	745,9	
			1989-11-01	1990-10-31	850,0	310,2	
			1990-11-01	1991-10-31	425,0	155,1	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	80,3	9,5	229,0
	GL-29	Fort Frances, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	915,6	218,5	5 462,2
	GL-30(b)	Sprague, Man.	1970-11-01	1995-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1996-10-31	3 540,0	1 292,1	13 567,0
			1996-11-01	1997-10-31	2 655,0	969,1	
			1997-11-01	1998-10-31	1 770,0	646,0	
			1998-11-01	1999-10-31	885,0	323,0	
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44(c)	Emerson, Man.	1972-03-15	1992-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	Cornwall, Ont.	1987-11-01	1990-10-31	1 200,0	275,0	1 099,7
			1990-11-01	1991-10-31	799,2	183,1	
			1991-11-01	1992-10-31	399,2	91,6	
Norcen Energy Resources Limited	GL-115	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	396,6	27,4	1 841,0
			1989-11-01	2001-10-31	396,6	144,5	
	GL-116	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	184,1	12,7	1 034,0
			1989-11-01	1994-10-31	184,1	67,2	
			1994-11-01	2001-10-31	283,3	104,8	
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-95	Emerson, Man. & Niagara Falls, Ont. maximum combiné	1987-11-01	1996-10-31	4 332,5	1 581,4	16 604,7
			1996-11-01	1997-10-31	3 249,4	1 186,0	
			1997-11-01	1998-10-31	2 166,2	790,7	
			1998-11-01	1999-10-31	1 083,1	395,4	
		Maximum autorisé à Niagara Falls Ont. en tant que partie des volumes combiné de Emerson/ Niagara Falls	1987-11-19	1996-10-31	1 442,7	526,6	
			1996-11-01	1997-10-31	1 082,1	394,9	
			1997-11-01	1998-10-31	721,3	263,3	
			1998-11-01	1999-10-31	360,7	131,7	
	GL-97	Monchy, Sask.	1984-12-20	1985-10-31	24 928,5	7 582,8	75 296,7
			1985-11-01	2001-10-31	24 928,5	8 294,4	
	GL-106	Kingsgate, C.B.	1988-11-01	2012-10-31	7 478,6	2 488,3	59 719,2
Poco Petroleums Ltd.	GL-117	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	708,2	48,9	2 843,5
			1989-11-01	2000-10-31	708,2	258,5	
	GL-118	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	708,2	48,9	2 715,3
			1989-11-01	2000-10-31	708,2	258,5	
ProGas Limited	GL-80	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1996-10-31	1 420,0	518,3	5 442,1
			1996-11-01	1997-10-31	1 065,0	388,7	
			1997-11-01	1998-10-31	710,0	259,1	
			1998-11-01	1999-10-31	355,0	129,6	

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
ProGas Limited (suite)	GL-81	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	5 270,0	1 923,5	15 026,7
			1990-11-01	1991-04-30	5 270,0	963,9	
			1991-05-01	1991-10-31	4 561,8	839,4	
			1991-11-01	1996-10-31	4 561,8	1 665,0	
			1996-11-01	1997-10-31	3 244,3	1 184,1	
			1997-11-01	1998-10-31	1 926,8	703,2	
			1998-11-01	1999-10-31	609,3	222,4	
	GL-98	Emerson, Man. & Monchy, Sask. maximum combiné	1986-08-13	1986-10-31	9 440,9	2 583,2	35 492,8
			1986-11-01	1987-10-31	7 562,7	2 480,0	
			1987-11-01	2000-10-31	9 440,9	3 100,0	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Emerson/Monchy	1986-08-13	1986-10-31	6 797,4	2 480,0	17 745,4
			1986-11-01	1987-10-31	3 775,3	1 240,0	
			1987-11-01	2000-10-31	4 720,4	1 550,0	
	GL-101	Niagara Falls, Ont.	1989-05-01	1989-10-31	1 420,0	260,6	10 340,0
			1989-11-01	2009-10-31	1 420,0	517,0	
	GL-109	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1991-05-01	1991-10-31	708,2	130,3	5 170,0
			1991-11-01	2011-10-31	708,2	258,5	
Shell Canada Limitée	GL-100	Highwater, Que.	1987-11-01	1998-10-31	1 110,0	300,0	5 900,0
			1998-11-01	1999-03-31	1 110,0	167,6	
		Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1998-10-31	1 390,0	400,0	
			1998-11-01	1999-03-31	1 390,0	209,9	
	GL-119	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 234,0
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	
	GL-120	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 250,0
			1989-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	
TransCanada PipeLines Limited	GL-20	Emerson, Man.	1967-11-01	1991-10-31	2 662,8	909,3	21 670,8
	GL-21(d)	Emerson, Man.	1968-11-05	1991-10-31	N/S	7 019,1	169 967,0
	GL-37	Emerson, Man.	1970-11-01	1990-10-31	5 546,6	2 030,1	40 601,0
	GL-38	Emerson, Man.	1970-11-01	1990-10-31	1 416,4	518,4	10 368,0
	GL-39	Emerson, Man.	1970-11-01	1990-10-31	204,0	74,6	1 493,0
	GL-42(d)	Emerson, Man.	1971-04-15	1971-10-31	N/S	232,8	60 316,5
			1971-11-01	1994-10-31	N/S	2 612,3	
	GL-43	Emerson, Man.	1971-11-01	1991-10-31	N/S	481,6	9 631,5

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
TransCanada PipeLines Limited (suite)	GL-83	Niagara Falls, Ont.	1984-11-01	1986-10-31	1 133,1	414,0	16 371,0
			1986-11-01	2002-10-31	2 620,3	959,0	
			2002-11-01	2003-01-15	2 620,3	199,1	
	GL-84	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	142,0	51,8	2 378,0
			1988-11-01	1997-10-31	708,0	258,4	
	GL-86	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2 832,8	1 034,0	10 886,4
			1990-11-01	1991-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1991-11-01	1994-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1994-11-01	1995-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1995-11-01	1996-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1996-11-01	1997-10-31	2 188,7	798,9	
			1997-11-01	1998-10-31	1 416,4	517,0	
			1998-11-01	1999-10-31	708,2	259,2	
	GL-87	Emerson, Man.	1987-11-01	1990-10-31	2 832,8	1 034,0	10 886,4
			1990-11-01	1991-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1991-11-01	1994-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1994-11-01	1995-10-31	2 832,8	1 036,8	
			1995-11-01	1996-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1996-11-01	1997-10-31	2 188,7	798,9	
			1997-11-01	1998-10-31	1 416,4	517,0	
			1998-11-01	1999-10-31	708,2	259,2	
	GL-89	Emerson, Man.	1984-11-01	1985-10-31	6 317,1	524,1	12 960,8
			1985-11-01	1986-10-31	6 317,1	1 957,3	
			1986-11-01	1990-10-31	6 317,1	2 096,3	
			1990-11-01	1991-10-31	4 207,2	1 396,1	
			1991-11-01	1992-10-31	2 103,6	698,1	
	GL-90	Niagara Falls, Ont.	1987-11-01	1988-10-31	1 416,4	518,4	5 443,2
			1988-11-01	1991-10-31	1 416,4	517,0	
			1991-11-01	1992-10-31	1 416,4	518,4	
			1992-11-01	1995-10-31	1 416,4	517,0	
			1995-11-01	1996-10-31	1 416,4	518,4	
			1996-11-01	1997-10-31	1 091,3	398,3	
			1997-11-01	1998-10-31	708,2	258,5	
			1998-11-01	1999-10-31	354,1	129,2	
	GL-110	Niagara Falls & Iroquois, Ont.	1991-05-01	1991-10-31	708,2	130,3	5 443,2
			1991-11-01	2012-10-31	708,2	258,5	
	GL-121	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 326,5
			1989-11-01	2003-10-31	424,9	155,1	
	GL-122	Emerson, Man.	1989-08-24	1989-10-31	424,9	29,3	2 326,5
			1989-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	

Gaz

4. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Point d'exportation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Union Gas Limited	GL-92	Windsor, Ont.	1985-11-01	1990-10-31	1 100,0	284,0	1 703,7
			1990-11-01	1991-10-31	732,6	189,1	
			1991-11-01	1992-10-31	356,3	94,6	
Westcoast Energy Inc.	GL-93	Huntingdon, C.B.	1989-11-01	1992-10-31	8 498,3	3 101,9	13 958,6
			1992-11-01	1993-10-31	6 373,3	2 326,4	
			1993-11-01	1994-10-31	4 249,1	1 550,9	
			1994-11-01	1995-10-31	2 124,6	775,5	
	GL-94	Huntingdon/Kingsgate, C.B. & Monchy, Sask. maximum combiné	1989-11-01	1990-10-31	13 731,0	4 637,1	9 269,5
			1990-11-01	1991-10-31	9 144,8	3 088,3	
			1991-11-01	1992-10-31	4 572,4	1 544,1	
		Maximum autorisé à Kingsgate, C.B. en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	1989-11-01	1990-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1990-11-01	1991-10-31	2 832,8	1 034,0	
			1991-11-01	1992-10-31	2 832,8	1 036,8	
		Maximum autorisé à Monchy, Sask. en tant que partie des volumes combinés de Huntingdon/ Kingsgate/Monchy	1989-11-01	1990-10-31	1 416,4	517,0	
			1990-11-01	1991-10-31	1 416,4	517,0	
			1991-11-01	1992-10-31	1 416,4	517,0	

a - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Huntingdon (C.B.) pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure en vertue d'échange avec autre exportateurs.

b - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont).

c - Licence autorisant le titulaire d'exporter du gaz naturel qu'il a déjà importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.

d - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson, au Manitoba, pour importation près de Sault-Ste-Marie et de Sarnia (Ont.) pour desservir le marché de l'Est du Canada.

N/S Non spécifié

Gaz

5. Licences et ordonnances à long terme d'importation de gaz naturel au 31 décembre 1989

Importateur	Licence ou ordonnance	Point d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums quotidien (10^3m^3)	Volumes maximums annuel (10^6m^3)	Volumes maximums période (10^6m^3)
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-117-88	Coutts, Alb.	1989-01-01	2005-12-31	30,0	N/S	N/S
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30(a)	Rainy River, Ont.	1970-11-01	1995-10-31	1 321,8	344,0	8 498,1
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(b)	Willow Creek, Sask.	1972-03-15	1992-10-31	4 249,2	1 274,8	18 951,3
TransCanada PipeLines Limited	GL-21(c)	Sault Ste. Marie et Sarnia, Ont.	1968-11-05	1991-10-31	N/S	7 019,1	169 957,0
	GL-42(c)	Sault Ste. Marie et Sarnia, Ont.	1971-04-15	1971-10-31	N/S	232,8	60 316,5
			1971-11-01	1994-10-31	N/S	2 612,3	

a - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il a exporté près de Sprague (Man.).
b - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il exportera par la suite près de Emerson (Man.) en vertu de la licence GL-44.
c - Licence autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson(Man.) pour desservir les marchés canadiens.
n/s Non spécifié.

Gaz

6. Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
PROPANE							
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée (Exportation)	GL-32	Frontière canado-américaine (a)	-	1971-01-01	1972-12-31	92 698	4 281 799
				1973-01-01	1973-12-31	569 761	
				1974-01-01	1974-12-31	519 682	
				1975-01-01	1975-12-31	506 190	
				1976-01-01	1976-12-31	483 571	
				1977-01-01	1977-12-31	456 825	
				1978-01-01	1993-12-31	92 698	
				1994-01-01	1994-12-31	77 206	
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-31	Frontière canado-américaine (a)	-	1971-01-01	1972-12-31	133 254	9 757 486
				1973-01-01	1973-12-31	924 999	
				1974-01-01	1974-12-31	870 078	
				1975-01-01	1975-12-31	847 301	
				1976-01-01	1976-12-31	812 936	
				1977-01-01	1977-12-31	775 793	
				1978-01-01	1978-12-31	744 761	
				1979-01-01	1979-12-31	716 983	
				1980-01-01	1980-12-31	688 571	
				1981-01-01	1981-12-31	656 190	
				1982-01-01	1982-12-31	620 476	
				1983-01-01	1986-12-31	133 254	
				1987-01-01	1987-12-31	143 809	
				1988-01-01	1988-12-31	193 016	
				1989-01-01	1989-12-31	196 984	
				1990-01-01	1990-12-31	169 047	
				1991-01-01	1991-12-31	165 873	
				1992-01-01	1992-12-31	165 079	
				1993-01-01	1993-12-31	162 098	
				1994-01-01	1994-12-31	103 968	
ÉTHANE							
Dome Petroleum Limited (Exportation)	GL-51 (b)(c)	Export-Elmore, Sask. Réexportation Windsor, Ont.	Windsor, Ont.	1979-06-21	1979-12-31	1 287 000	19 069 000
				1980-01-01	1980-12-31	1 090 000	
				1981-01-01	1981-12-31	935 000	
				1982-01-01	1982-12-31	1 114 000	
				1983-01-01	1983-12-31	1 241 000	
				1984-01-01	1984-12-31	1 424 000	
				1985-01-01	1985-12-31	2 000 000	
				1986-01-01	1986-12-31	2 731 000	
				1987-01-01	1987-12-31	2 304 000	
				1988-01-01	1988-12-31	1 891 000	
				1989-01-01	1989-12-31	1 301 000	
				1990-01-01	1990-12-31	765 000	
				1991-01-01	1991-12-31	602 000	
				1992-01-01	1992-12-31	280 000	
				1993-01-01	1993-12-31	104 000	

Gaz

6. (suite) Licences et ordonnances à long terme d'exportation et(ou) d'importation de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène au 31 décembre 1989

Exportateur	Licence ou ordonnance	Points d'exportation	Points d'importation	Période d'application du	Période d'application au	Volumes maximums annuel (m^3)	Volumes maximums période (m^3)
ÉTHYLENE						**Kilograms**	
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation)	EYL-1-76 (d)	Elmore, Sask. Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	Sarnia, Ont. Windsor, Ont.	1980-01-01	1989-12-31	158 757 340	1 587 573 400
Dow Chemical of Canada Limited (Exportation/Importation)	EYL-2-76 (d)	Elmore, Sask.	Windsor, Ont.	1978-01-01	1997-12-31	181 438 810	N/S

a - Dans chaque licence ou ordonnance, les points d'exportation à partir de la frontière canado-américaine comprennent un ou plusieurs des ports suivants: Elmore (Sask.), Gretna (Man.), Sarnia ou Windsor (Ont.).

b - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

c - Les exportations d'éthane autorisées durant chaque année comprise dans la période allant du 1er janvier 1982 au 31 décembre 1985 doivent être réduites d'une quantité équivalente à la quantité de rattrapage exportée en vertu de la licence GL-47 qui excède 392 728 m^3.

d - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthylène à partir de Elmore (Sask.) et de Sarnia et Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthylène exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.) pour ré-exportation ultérieure à partir de Sarnia et de Windsor (Ont.).

N/S Non spécifié

Gaz

7. Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
AEC Oil and Gas Company	GO-98-89	,0	,1	,1
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.	GL-99	10 819,9	10 856,9	32 539,3
Compagnie de Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-112	,0	27,9	27,9
	GO-104-86	2,0	,0	14,4
	GO-67-87	5,3	,0	5,3
	GO-80-88	28,6	143,4	172,1
	GO-122-89	,0	1,4	1,4
	GO-124-89	,0	25,6	25,6
Ressources Amoco Canada Limitée	GL-108	,0	49,2	49,2
	GO-14-86	,0	,0	,5
	GO-101-86	98,1	,0	212,1
	GO-15-87	8,2	17,8	42,1
	GO-16-87	54,9	,0	94,1
	GO-66-87	4,6	,0	4,6
	GO-94-88	23,4	101,8	125,1
	GO-95-88	,0	1,9	1,9
	GO-16-89	,0	81,2	81,2
BC Gas Inc.	GO-59-89(a)	,0	60,6	60,6
Bonanza Resources Ltd.	GO-58-86	,0	,0	15,0
	GO-59-86	,0	,0	17,0
Bonus Gas Processors Corp.	GO-78-86	13,8	,0	78,9
	GO-109-87	2,8	,0	2,8
	GO-88-88	,2	13,1	13,3
BP Resources Canada Limited	GO-68-88	26,5	7,0	33,5
	GO-24-89	,0	12,0	12,0
British Columbia Petroleum Corporation	GO-12-89	,0	457,4	457,4
	GO-104-89	,0	124,1	124,1
	GO-123-89	,0	281,5	281,5
Brymore Gas (Canada) Inc.	GO-80-86	,0	,0	12,3
	GO-88-89	,0	9,4	9,4
Canadian Hydrocarbons Limited	GO-14-87	21,0	,0	113,7
	GO-10-88	327,2	23,1	350,3
	GO-9-89	,0	269,5	269,5
Canadian Occidental Petroleum Ltd.	GO-102-87	4,9	,0	4,9
	GO-18-88	33,2	103,3	136,5
Canadian-Montana Pipe Line Company	GL-17	,0	,0	3 035,3
	GL-25	,0	,0	3 516,3
	GL-72	221,1	275,4	496,5
	GO-3-79	4,8	4,7	32,6

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
Canterra Energy Ltd.	GL-113	,0	37,3	37,3
	GO-10-87	,1	,0	9,0
	GO-108-87	21,4	,0	21,4
	GO-14-88	18,8	51,7	70,6
	GO-70-89	,0	1,9	1,9
Carvin Natural Gas Marketing Ltd.	GO-114-88	8,0	92,9	100,9
Cherhill Resources Limited	GO-22-88	27,7	,0	27,7
Chevron Canada Resources Limited	GO-105-87	,8	,0	,8
	GO-21-88	1,4	,0	1,4
	GO-43-88	3,4	,0	3,4
	GO-86-88	3,7	,0	3,7
Consolidated Natural Gas Limited	GL-75	1 106,2	1 003,5	2 295,8
	GO-89-86	36,0	,0	246,4
	GO-92-86	97,6	,0	308,2
Czar Resources Ltd.	GO-30-86	24,5	,0	100,5
	GO-28-88	95,5	80,2	175,6
Dekalb Petroleum Corporation	GO-57-89	,0	48,2	48,2
Encor Energy Corporation Inc.	GO-107-87	1,1	,0	1,1
Esso Ressources Canada Ltée.	GL-82	,0	,0	1 810,5
	GO-103-87	155,7	,0	155,7
	GO-26-88	36,1	,0	36,1
Esso Ressources Canada Ltée. et Transco Energy Mark. Co.	GO-38-88	455,3	104,2	559,4
	GO-28-89	,0	235,4	235,4
	GO-117-89	,0	64,2	64,2
Grand Valley Gas Company	GO-112-89	,0	4,4	4,4
	GO 142-89	,0	2,1	2,1
Hadson Canada Inc.	GO-90-87	1,6	,0	1,6
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-28	,0	,0	129,7
	GL-29	,0	,0	2 690,3
	GL-30(b)	200,0	197,8	4 811,7
	GO-82-87	7,3	,0	9,4
	GO-83-87	88,9	,0	106,3
	GO-96-88	20,6	87,3	107,8
	GO-99-88	2,5	7,8	10,4
	GO-113-89	,0	3,4	3,4
	GO-115-89	,0	23,6	23,6
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	GO-84-86(c)	79,3	,0	204,2
	GO-91-88(c)	,0	100,6	100,6

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
KannGaz Producers Ltd.	GL-77	46,5	117,5	172,6
	GO-34-89	,0	7,8	7,8
	GO-75-89	,0	11,4	11,4
KM Gas Company	GO-81-86	3,4	,0	37,2
	GO-37-89	,0	,8	,8
Koch Hydrocarbons Canada	GO-101-87	5,5	,0	5,5
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GL-44(d)	421,0	410,2	6 976,2
Mobil Oil Canada	GO-9-88	2,0	,0	2,0
	GO-11-88	480,3	656,6	1 136,9
	GO-102-88	,0	3,8	3,8
	GO-139-89	,0	2,0	2,0
Niagara Gas Transmission Limited	GL-78	233,1	239,0	518,3
Norcen Energy Resources Limited	GL-115	,0	39,2	39,2
	GO-51-89	,0	4,3	4,3
North Canadian Oils Limited	GO-65-88	9,3	56,2	65,4
	GO-69-89	,0	16,2	16,2
Northcan Energy Inc.	GO-30-88	6,1	18,8	24,9
	GO-3-89	,0	379,8	379,8
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-79-89(e)	,0	13,2	13,2
	GO-80-89	,0	,2	,2
Northwest Pacific Energy Marketing Inc.	GO-115-88	4,7	109,1	113,9
Pan-Alberta Gas Ltd.	GL-96	2 148,6	,0	9 820,5
	GL-97	3 082,9	2 806,8	13 670,3
	GL-106	414,8	2 480,2	2 895,0
	GO-48-87	3 703,2	1 954,6	7 711,3
	GO-8-88	311,2	58,1	369,3
	GO-67-89	,0	2 129,6	2 129,6
Petro-Canada Inc.	GO-22-87	,0	,0	4,7
	GO-17-88	269,8	,0	269,8
	GO-113-88	,0	60,2	60,2
	GO-25-89	,0	187,1	187,1
Placer Cego Petroleum	GO-19-87	4,5	,0	31,3
	GO-115-87	1,8	,0	1,8
	GO-15-88	37,9	55,5	93,4
	GO-15-89	,0	9,8	9,8

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
Poco Petroleums Ltd.	GO-87-86	477,8	,0	817,0
	GO-88-86	19,9	,0	29,9
	GO-72-87	4,0	43,9	49,5
	GO-74-87	124,0	,0	135,9
	GO-110-88	60,2	560,3	620,5
	GO-53-89	,0	21,7	21,7
ProGas Limited	GL-98	1 589,0	1 718,1	4 059,1
	GO-85-87	192,3	,0	322,0
	GO-24-88	3,4	,0	3,4
	GO-118-89	,0	47,5	47,5
	GO-127-89	,0	3,7	3,7
Sceptre Resources Limited	GO-81-89	,0	,1	,1
Shell Canada Limitée	GL-100	63,5	194,7	264,5
	GL-119	,0	44,9	44,9
	GO-105-86	229,6	,0	454,3
	GO-4-88	,1	,0	,1
	GO-16-88	1,3	21,9	23,2
	GO-25-88	96,1	324,7	420,9
	GO-119-88	,0	140,5	140,5
	GO-63-89	,0	2,9	2,9
Suncor Inc.	GO-112-87	78,7	65,9	144,6
	GO-29-89	,0	201,5	201,5
	GO-39-89	,0	,1	,1
Tarpon Gas Marketing Ltd.	GO-2-88	1,1	,0	1,1
TransCanada PipeLines Limited	GL-18	,0	,0	20 552,8
	GL-19	156,5	131,3	2 522,3
	GL-20	588,3	,0	14 384,7
	GL-21(f)	6 821,6	6 680,4	124 227,2
	GL-37	1 252,9	170,3	29 194,0
	GL-38	,0	,0	6 770,7
	GL-39	,0	,0	915,0
	GL-42(f)	2 538,8	2 486,3	40 070,1
	GL-43	,0	451,4	1 787,3
	GL-83	915,5	943,0	3 100,3
	GL-84	19,1	36,0	55,0
	GL-86	,0	,8	,8
	GL-87	,0	,8	,8
	GL-89	,0	,0	604,0
	GL-121	,0	44,7	44,7
	GO-40-86	190,1	,0	374,5
	GO-103-86	208,6	,0	689,9
	GO-27-87	6,8	,0	40,0
	GO-37-87	2 507,8	1 332,6	4 503,2
	GO-111-87	363,4	280,7	644,1
	GO-23-88	111,4	26,6	138,0
	GO-11-89	,0	162,1	162,1
	GO-14-89	,0	11,4	11,4

Gaz

7. (suite) Exportations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
TransCanada PipeLines Limited(suite)	GO-50-89	,0	2 734,7	2 734,7
	GO-108-89	,0	46,1	46,1
	GO-147-89	,0	,8	,8
Unigas Corporation	GO-19-89	,0	66,9	66,9
	GO-93-89	,0	171,8	171,8
Union Enterprises Ltd.	GO-4-87(g)	,0	,0	3,9
Unocal Canada Limited	GO-75-88	6,1	,0	6,1
Wainoco Oil Corporation	GO-55-87	42,8	,0	46,1
	GO-120-89	,0	18,2	18,2
Westcoast Energy Inc.	GL-41	1 909,1	1 545,0	80 071,8
Westcoast Energy Marketing	GO-44-89	,0	37,4	37,4
	GO-116-89	,0	166,5	166,5
Western Gas Marketing Limited	GO-63-88	28,2	,1	28,4
EXPORTATIONS BRUTES		**45 988,7**	**47 861,0**	**445 777,5**
EXPORTATIONS NETTES(h)		**35 928,0**	**37 925,1**	**269 323,1**

a - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel pour entreposage aux États-Unis et pour importation ultérieure en vertu d'échange avec autre exportateurs.
b - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Sprague (Man.) pour importation près de Rainy River (Ont.).
c - Ordonnance autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson (Man.) en échange d'une importation d'éthane par Dome Petroleum Limited et La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée près de Sarnia (Ont.).
d - Licence autorisant le titulaire d' exporter le gaz naturel qu'il a déjà importé près de Willow Creek (Sask.) en vertu de la licence GLI-5.
e - Ordonnance autorisant l'exportation de gas naturel pour importation en vertu d'ordonnance GO-92-89.
f - Licence autorisant une exportation de gaz naturel près de Emerson (Man.) pour importation près de Sault-Ste-Marie et Sarnia (Ont.) afin de desservir les marchés de l'Est du Canada.
g - Ordonnance autorisant l'exportation de gaz naturel déjà importé en vertu d'ordonnance GO-3-87 pour entreposage au Canada.
h - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

8. Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
Access Energy Corporation	GO-102-89	,0	3,5	3,5
Alcor Ltd.	GO-89-89	,0	14,9	14,9
BC Gas Inc.	GO-105-88(a)	,2	59,8	60,0
	GO-30-89(a)	,0	,7	,7
	GO-59-89(b)	,0	1,1	1,1
Border Utilities Ltd.	GO-8-86	,7	,0	2,1
Canadian Western Natural Gas Company Limited	GO-56-87	,2	,0	,2
	GO-70-88	,2	1,0	1,2
	GO-117-88	,0	,8	,8
	GO-87-89	,0	,5	,5
ICG Transmission Holdings Ltd.	GL-30(c)	200,0	197,8	4 811,7
ICG Utilities (Ontario) Ltd.	GO-103-89	,0	15,1	15,1
Many Islands Natural Gas (Canada) Limited	GLI-5(d)	425,6	416,4	7 080,4
Natural Resource Gas Limited	GO-77-89	,0	3,4	3,4
Northridge Petroleum Marketing, Inc.	GO-45-88	,9	,0	,9
	GO-92-89(e)	,0	13,2	13,2
St. Clair Pipelines Ltd.	GO-71-88	35,8	20,6	56,4
	GO-109-88	,0	58,8	58,8
	GO-47-89	,0	60,0	60,0
	GO-111-89	,0	20,4	20,4
Tarpon Gas Marketing Ltd.	GO-94-89	,0	18,5	18,5
The Consumers' Gas Company Ltd.	GO-40-88	8,1	,0	8,1
	GO-57-88	27,2	,0	27,2
	GO-40-89	,0	8,8	8,8
	GO-41-89	,0	29,2	29,2
	GO-97-89	,0	46,3	46,3
TransCanada PipeLines Limited	GL-21(f)	6 821,6	6 680,4	124 168,3
	GL-42(f)	2 538,8	2 486,3	40 142,6
Unigas Corporation	GO-121-89	,0	3,2	3,2
Union Enterprises Ltd.	GO-3-87(g)	,0	,0	3,9
	GO-121-87	54,0	,0	54,0
	GO-41-88	51,7	,0	51,7
Union Gas Limited	GO-65-87	,0	,0	56,7
	GO-84-87	,6	,0	14,3
	GO-39-88	60,0	,0	60,0
	GO-50-88	60,0	,0	60,0
	GO-61-88	1,3	,0	1,3

Gaz

8. (suite) Importations de gaz naturel (millions de mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	1988	1989	Cumulatif au 31 décembre 1989
Union Gas Limited (suite)	GO-66-88	60,0	,0	60,0
	GO-77-88	60,0	,0	60,0
	GO-100-88	60,0	,0	60,0
	GO-103-88	60,0	,0	60,0
	GO-118-88	3,5	56,5	60,0
	GO-7-89	,0	44,4	44,4
	GO-31-89	,0	60,0	60,0
	GO-45-89	,0	60,0	60,0
	GO-52-89	,0	60,0	60,0
	GO-60-89	,0	60,0	60,0
	GO-61-89	,0	60,0	60,0
	GO-62-89	,0	1,1	1,1
	GO-66-89	,0	60,0	60,0
	GO-71-89	,0	60,0	60,0
	GO-76-89	,0	60,0	60,0
	GO-86-89	,0	45,6	45,6
	GO-91-89	,0	60,0	60,0
	GO-95-89	,0	22,9	22,9
	GO-110-89	,0	53,2	53,2
	GO-136-89	,0	4,6	4,6
Western Gas Marketing Limited	GO-59-88	69,9	23,4	93,3
	GO-101-88	,0	51,0	51,0
	GO-90-89	,0	12,4	12,4
IMPORTATIONS BRUTES		**10 600,2**	**11 015,8**	**178 127,8**
IMPORTATIONS NETTES(h)		**614,0**	**1 160,1**	**1 845,9**

a - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer le gas naturel à Huntingdon (C.B.) que Westcoast a déjà exporté pour le titulaire.

b - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer du gaz naturel à Huntingdon (C.B.) qu'il a exporté pour entreposage aux États-Unis. L'importation se fait en vertu d'échange avec autres exportateurs.

c - Licence autorisant le titulaire d' importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Sprague (Man.).

d - Licence autorisant le titulaire d' importer le gaz naturel qu'il exportera ensuite près de Emerson (Man.) en vertu de la licence GL-44.

e - Ordonnance autorisant l'importation de gaz naturel déjà exporté en vertu d'ordonnance GO-79-89.

f - Licence autorisant le titulaire d' importer le gaz naturel qu'il a déjà exporté près de Emerson (Man.), pour desservir les marchés canadiens.

g - Ordonnance autorisant le titulaire d'importer pour entreposage au Canada, le gaz naturel qu'il exportera ultérieurement près de Windsor (Ont.) en vertu d'ordonnance GO-4-87.

h - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et les ordonnances visées par les notes en bas de page.

Gaz

9. Exportations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Exportateur	Licence ou ordonnance	Réel 1988	Préliminaire 1989
PROPANE			
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	GL-32	92 697	92 698
Dome Petroleum Limited	GL-31	193 016	196 984
EXPORTATIONS NETTES (c)		**285 713**	**289 682**
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51(a)	871 841	744 248
EXPORTATIONS BRUTES		**871 841**	**744 248**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**
		Kilograms	
ÉTHYLENE			
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76 (b)	151 660 454	161 089 355
EXPORTATIONS BRUTES		**151 660 454**	**161 089 355**
EXPORTATIONS NETTES (c)		**0**	**0**

a - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

b - Licence autorisant une exportation du produit pour importation ultérieure.

c - Ne tient pas compte des volumes autorisés par les licences et ordonnances visées par les notes en bas de la page.

Gaz

10. Importations de propane, de butanes, d'éthane et d'éthylène en vertu de licences et d'ordonnances (mètres cubes)

Importateur	Licence ou ordonnance	Réel 1988	Préliminaire 1989
ÉTHANE			
Dome Petroleum Limited	GL-51(a)	917 227	623 021
	GO-8-89 (c)	s/o	100 337
	GO-64-89(c)	s/o	93 532
	GO-44-87 (c)	s/o	s/o
	GO-114-87 (c)	119 991	s/o
	GO-60-88 (c)	119 241	s/o
IMPORTATIONS BRUTES		**1 156 459**	**816 890**
ÉTHYLENE		**Kilograms**	
Dow Chemical of Canada Limited	EYL-1-76	0	0
	EYL-2-76 (b)	151 660 454	161 089 355
IMPORTATIONS BRUTES		**151 660 454**	**161 089 355**
IMPORTATIONS NETTES (d)		**0**	**0**

a - Licence d'exportation autorisant l'exportation d'éthane à partir de Elmore (Sask.) et de Windsor (Ont.). La totalité ou partie des quantités d'éthane exportées à partir de Elmore (Sask.) peuvent être importées à partir de Windsor (Ont.) pour être ensuite ré-exportées à partir du même point en Ontario.

b - Licence/ordonnance autorisant une importation du produit déjà exporté.

c - Ordonnance autorisant une importation d'éthane à Sarnia (Ont.) en échange d'une exportation de gaz naturel à Emerson (Man.) par la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée.

d - Ne tient pas compte des volumes visées par les notes en bas de la page.

s/o sans objet

Gaz

11. Exportations totales nettes de propane et de butanes (mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	Réel 1988	Préliminaire 1989	Réel 1988	Préliminaire 1989
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée	424 767	1 921 000	399 990	1 161 900
Atlantic Speedy Propane Limited	2 684	2 400	s/o	s/o
Burnwell Gas of Canada Ltd.	40 934	31 200	s/o	s/o
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	10 379	20 000	30 884	40 500
CanPet Marketing Ltd.	14 078	6 400	11 154	9 200
CanStates Energy	65 112	35 000	129 058	193 300
Chevron Canada Resources	29 233	5 100	1 588	4 100
Commonwealth Petroleum Co.	25 293	30 000	s/o	s/o
Consumers' Co-Operative Refineries Ltd.	3 038	100	6 636	0
Dome Petroleum Limited (a)	1 309 277	N/A	772 540	s/o
Dominion Propane Corp.	112	0	0	0
Elbow River Resources Ltd.	0	100	9 649	1 200
Elgin Resources Limited	6 622	1 730	122	0
Energy Transportation Inc.	31 640	15000	18 511	20 400
Enron Liquids Marketing Canada Ltd.	14 364	12 900	12 488	8 800
Ferrell Petroleum Inc.	31 746	3 967	s/o	s/o
Ferrell Gas	s/o	1 588	s/o	s/o
Gas Supply (Minneapolis) Ltd.	s/o	0	s/o	s/o
Gibson Gas Liquids Ltd.	8 546	3 100	15 106	2 400
Ressources Gulf Canada Ltée.	65 151	84 000	58 805	104 000
Home Oil Company Limited	20 086	46 200	20 321	68 600
Husky Oil Operations Ltd.	0	0	0	0
ICG Liquid Gas Ltd.	46 272	22 200	0	0
Compagnie Pétrolière Impériale Limitée	213 144	238 500	394 671	274 300
Irving Oil Limited	5 516	0	20 039	0
Kildair Service Ltd.	387	0	0	0
Koch Hydrocarbon Canada	3 938	700	28 599	20 000
L.H.H. Enterprises Ltd.	580	0	0	0
L.P.G. Resources Canada Inc.	120	0	22 936	2 000
M-P. Oils Ltd	31 780	54 800	1 609	11 400
Mobil Oil Canada	77 106	70 100	115 869	51 800
Newfoundland Processing Ltd.	0	0	0	0
NGL Supply (1985) Ltd.	19 444	26 700	0	10 500
Olco Petroleum Group Inc.	0	0	0	s/o
PanCanadian Gas Products Ltd. (a)	111 389	137 500	134 211	94 700
Petro-Canada Hydrocarbons Inc.	604 134	534 700	319 757	290 500
Petrogas Marketing Ltd.	7 601	13 900	7 850	5 300
Petromont Inc.	8 381	25 300	13 448	5 500
Petrowest Petroleum Ltd.	118 188	43 100	14 920	16 300
Phillips 66 Company	s/o	0	s/o	s/o
Rivecal Energy Ltd.	0	0	0	. 0
Produits Shell Canada Limitée	167 289	166 700	226 940	129 300
Stittco Energy Ltd.	5 527	8 100	2 050	3 000
Suncor Inc.	0	3 200	39 708	5 700
Superior Propane Inc.	0	0	s/o	s/o
Texaco Canada Inc.	58 541	48 500	38 188	32 300

Gaz

11. (suite) Exportations totales nettes de propane et de butanes (mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	Réel 1988	Préliminaire 1989	Réel 1988	Préliminaire 1989
Texaco Producing Inc.	15 396	1 400	s/o	s/o
Turbo Resources Ltd.	s/o	0	s/o	0
Unocal Canada Ltd.	5 808	1 300	9 608	10 500
Ultramar Canada Inc.	0	0	s/o	0
Westcan Energy Ltd.	43 038	21 500	7 446	3 500
TOTAL	**3 693 841**	**3 637 985**	**2 984 701**	**2 581 000**

a - Comprend les exportations nettes autorisées en vertu des licences.
s/o sans objet

Gaz

12. Quantités de gaz naturel dont l'exportation est autorisée (millions de mètres cubes)

Nouvelles licences délivrées et licences prorogées	Quantité en 1987	Nombre d'années	Quantité en 1988	Nombre d'années	Quantité en 1989	Nombre d'années
Alberta and Southern Gas Co. Ltd.					116 385,0 (a)	11
Alberta Northeast Gas Ltd. et AEC Oil and Gas Company	2 714,0	15				
Alberta Northeast Gas Ltd. et ATCOR Ltd.	5 428,0	15				
Alberta Northeast Gas Ltd. et ProGas Limited	10 236,0	15				
Alberta Northeast Gas Ltd. et TransCanada PipeLines Limited	42 646,0 (a)	15				
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée					3 856,0	15
					4 778,0	14
B.C. Gas Inc.					184,0	3
Canadian Hunter Explorations Ltd.			3 381,0	20		
Canterra Energy Ltd.					2 099,1	14
					2 246,4	15
Dome Petroleum Limited			1 504,0	12		
Esso Ressources Canada Ltée.					144 000,0	20
Ressources Gulf Canada Ltée.					91 000,0	20
ICG Transmission Holdings Ltd.					3 150,0 (b)	15
Norcen Energy Resources Limited					2 875,0	12
Pan-Alberta Gas Ltd.			59 719,2 (c)	24		
Poco Petroleums Ltd.					5 558,8	11
ProGas Limited	10 340,0	20	5 170,0 (a)	20	15 665,3 (a)	15
					23 315,0	6
Shell Canada Limitée					2 234,0 (d)	14
					2 250,0 (d)	15
					25 000,0	20
TransCanada PipeLines Limited			5 443,2 (a)	21	2 326,5	14
					4 146,5	15
					6 307,0	7

a - Sans égard aux quantités supplémentaires.
b - Exportations autorisées à condition de réimportation.
c - Seuls 45,6 $10^9 m^3$ sont supplémentaires.
d - Du total de 4 484 $10^6 m^3$ autorisé aux termes de deux licences, 3 284 $10^6 m^3$ sont supplémentaires.

Électricité

1. Certificats délivrés en 1989 pour approuver des lignes internationales de transport d'électricité

Aucun certificat n'a été délivré en 1989

Électricité

2. Ordonnances délivrées en 1989 concernant des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	Ordonnance No	Date	Installations
Hydro-Québec	XE-1-89	89-07-20	Une ligne internationale de transport d'électricité allant du transformateur de distribution M2KIC jusqu'à un point situé le long de la frontière internationale, dans la municipalité de Saint-Théophile. Cette ligne à circuit simple et monophasée, désignée LIN 234, fonctionne sous une tension nominale de 120/240 volts.
James R. McMurrich	XE-2-89	89-12-15	Une ligne internationale de transport d'électricité allant de la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis. Cette ligne sera utilisée pour importer l'électricité de Niagara Mohawk Power Corporation pour approvisionner Sundown Island. Cette ligne simple et monophasée, fonctionne sous une tension nominale de 7,6 kV.

Électricité

3. Licences délivrées en 1989 pour l'exportation de l'électricité

Demandeur	Licence No	Catégorie	Mégawatts	Gigawatts-heures par année	Période d'application du	Période d'application au	Audience commencée	Date de délivrance
Hydro-Québec	EL-178	Garantie	800	3 000	91-06-23	98-10-31	89-05-16	89-07-25

Électricité

4. Ordonnances délivrées en 1989 concernant l'exportation d'électricité

4(a) Ordonnances délivrées conformément à l'article 7 du Règlement (Partie VI)

Demandeur	Ordonnance No	Catégorie	Kilowatts	Mégawatts-heures par année	Période d'application du	au	Date de délivrance
Boise Cascade Canada Ltd.	ELO-265	Interruptible	-	175 000	89-07-01	92-06-30	89-06-08
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée	ELO-256	Garantie	45 000	32 850	89-01-26	89-10-31	89-01-26
	ELO-257	Interruptible	-	500 000	89-01-26	89-10-31	89-01-26
	ELO-269	Transfert	50 000	250 000	89-11-01	92-10-31	89-09-28
	ELO-270	Interruptible	-	200 000	89-11-01	92-10-31	89-09-28
	ELO-264	Transfert	-	50 000	89-07-01	89-10-31	89-05-25
	ELO-267	Interruptible	-	30 000	89-11-01	92-10-31	89-09-28
	ELO-268	Transfert	-	30 000	89-11-01	92-10-31	89-09-28
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba	ELO-260	Garantie	12	15	89-08-01	92-07-31	89-05-08
Énergie Nouveau-Brunswick	ELO-258	Garantie	60 000	350 400	89-03-01	89-10-31	89-02-28
	ELO-259	Garantie	15 000	24 240	89-04-01	89-10-31	89-03-30
	ELO-261	Garantie	48 000	211 968	89-05-01	89-10-31	89-04-28
	ELO-262	Garantie	12 000	52 992	89-05-01	89-10-31	89-04-28
	ELO-263	Garantie	5 000	63 960	89-04-01	89-09-30	89-04-28
	ELO-266	Garantie	25 000	73 200	89-08-01	89-11-30	89-07-27
	ELO-271	Garantie	60 000	43 200	89-11-01	89-11-30	89-10-27
	ELO-272	Garantie	60 000	43 200	89-11-01	89-11-30	89-10-27

4(b) Ordonnances de modification délivrées relativement aux licences ou ordonnances d'exportation

Demandeur	Ordonnance No	Date de délivrance	Observations
British Columbia Hydro and Power Authority	AO-3-EL-162	89-03-28	Modification prolongeant la durée de la licence au 30 septembre 1990.
Hydro-Québec	AO-1-EL-168	89-10-26	Modification autorisant l'acheminement des exportations au moyen de toute ligne internationale autorisée par l'Office.
Compagnie canadienne d'énergie Niagara Limitée	AO-1-ELO-256	89-09-28	Modification prolongeant d'un mois la durée de la licence.
	AO-1-ELO-257	89-09-28	Modification prolongeant d'un mois la durée de la licence.

Électricité

5. Exportations (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
Énergie Nouveau-Brunswick	EL-137	876 000	--	827 160	--	- 7 293	45 318 170	--
	EL-138	876 000	--	827 160	--	- 7 293	49 763 206	--
	EL-139	92 000	--	53 542	--	- 2 918	3 346 874	--
	EL-140	--	6 482 400(b)	--	1 962 137	- 1 748	--	64 844 839
	EL-141	1 226 400	--	--	--	190 523	--	--
	EL-142	140 000	--	--	--	--	--	--
	EL-143	--	300 000	--	88 197	358	--	3 472 828
	EL-144	250 000	--	--	--	17 904	--	--
	EL-145	--	179 000	--	4 874	- 1 684	--	182 508
	EL-150	1 138 000	--	206 790	--	- 1 823	12 440 806	--
	ELO-228	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-244	--	--	--	--	--	--	--
	à ELO-246	445	--	286	--	--	25 101	--
	ELO-247	400 000	--	46 140	--	--	5 727 804	--
	ELO-250	400 000	--	8 640	--	--	2 879 639	--
	ELO-258	350 400	--	34 380	--	--	4 321 147	--
	ELO-259	24 240	--	2 209	--	--	361 629	--
	ELO-261	211 968	--	1 739	--	--	1 517 513	--
	ELO-262	52 992	--	435	--	--	381 209	--
	ELO-263	63 960	--	8 034	--	--	838 463	--
	ELO-266	73 200	--	213	--	--	458 000	--
	ELO-271	43 200	--	180	--	--	265 353	--
	ELO-272	43 200	--	180	--	--	265 353	--
Fraser Inc.	ELO-214	400 000	--	305 310	--	--	17 029 998	--
Maine and New Brunswick Electrical Power Company, Limited	EL-177	200 000	--	76 423	--	--	2 296 864	--
TOTAL				**2 398 821**	**2 055 208**	**186 026**	**147 237 129**	**68 500 275**

Électricité

5. (suite) Exportations (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
QUÉBEC								
Hydro-Québec	EL-96	3 000 000	--	3 000 000	--	--	94 869 179	--
	EL-151	--	11 000 000	--	303 714	--	--	8 695 585
	EL-152	--	23 564 000(c)	--	38 261	62 753	--	914 038
	EL-153	--	23 564 000(c)	--	71 611	- 336 160	--	4 627 591
	EL-154	11 220 000	--	105 047	--	--	3 307 563	--
	EL-156	25 000	--	--	--	--	--	--
	EL-165	--	3 000 000	--	--	31 729	--	--
	EL-166	--	4 000 000	--	349 364	--	--	8 654 209
	EL-167	--	6 920 000(d)	--	11 859	- 26 674	--	1 146 571
	EL-168	1 314 000	--	1 011 679	--	--	45 492 077	--
	EL-169	--	1 752 000(e)	--		358	--	
	EL-171	230 600	--	81 904	--	--	3 766 169	--
	EL-172	657 000(f)	--	21 194	--	--	957 228	--
	EL-175	438 000	--	410 560	--	--	9 146 933	--
	ELO-223	--	946 000(g)	--	1 053	--	--	116 887
	ELO-224	400 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-220 à ELO-222 et ELO-230 à ELO-237	3597	--	897	--	--	52 166	--
	ELO-254	51 300	--	47 113	--	--	1 986 479	--
	ELO-255	400 000	--	251 564	--	--	10 427 628	--
TOTAL				**4 929 958**	**775 862**	**- 267 994**	**170 005 422**	**24 154 881**

Électricité

5. (suite) Exportations (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
ONTARIO								
Boise Cascade	ELO-211 *	--	70 000	--	75	--	--	2 605
Canada Ltd.	ELO-265	--	175 000	--	--	--	--	--
Compagnie canadienne	EL-161 *	--	500 000	--		2 617	--	
d'énergie Niagara	ELO-253 *	--	328 500	--	232 729	9 124	--	7 800 798
Limitée	ELO-256 *	32 850		--	--	--	--	--
	ELO-257 *	--	500 000	--	--	1 445	--	--
	ELO-269	--	250 000	--	--	48 651	--	--
	ELO-270	--	200 000	--	9 715	2 380	--	296 579
The Canadian Transit Company	ELO-239	25	--	24	--	--	--	--
Cornwall Electric	EL-158 *	--	250 000	--	--	57 453	--	--
	EL-159 *	--	150 000	--	2 223	--	--	58 989
	EL-160 *	--	150 000	--	--	38 514	--	--
	ELO- 229 *	--	300 000	--	249 615	--	--	6 541 654
	ELO- 264 *	--	50 000	--	--	5 193	--	--
	ELO- 267	--	30 000	--	38	--	--	1 089
	ELO- 268	--	30 000	--	--	--	--	--
The Detroit and Windsor Subway Company	ELO-252	2 000	--	1 225	--	--	--	--
Ontario Hydro	EL-32	15 000	--	904	--	--	1 808	--
	EL-134	--	10 000 000	--	--	1 361 089	--	--
	EL-135	10 500 000	--	328 236	--	--	13 854 953	--
	EL-136	--	25 000 000(h)	--	1 889 529	72 920	--	72 984 579
	ELO-238	200	--	21	--	--	1 602	--
TOTAL				**330 410**	**2 383 924**	**1 599 386**	**13 858 363**	**87 686 293**
MANITOBA								
Régie de	EL-97	--	1 800 000	--	365 276	--	--	4 327 276
l'hydro-électricité	EL-98	876 000	--	97 075	--	--	4 667 451	--
du Manitoba	EL-99	262 800	--	143 220	--	--	2 694 822	--
	EL-100	800 000	--	--	--	--	--	--
	EL-101	2 500 000	--	--	--	--	--	--
	EL-102	249 000	--	--	--	--	--	--
	EL-103	--	12 000 000(i)	--	620 045	56 065	--	12 699 350
	ELO-241 et ELO-260	7 899	--	2 549	--	--	111 455	--
TOTAL				**242 844**	**985 321**	**56 065**	**7 473 728**	**17 026 626**

Électricité

5. (suite) Exportations (mégawatts-heures)

Exportateur	Licence No	Autorisation par licence		Énergie exportée (brute)			Valeur des exportations ($)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange(a)	Garantie	Interruptible
SASKATCHEWAN								
Saskatchewan Power Corpoaration	EL-118	438 000(j)	--	--	--	31 800	--	--
	EL-119	--	876 000(k)	--	9 818	30 094	--	181 644
	EL-120	876 000(k)	--	--	--	--	--	--
TOTAL				--	**9 818**	**61 894**	--	**181 644**
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
British Columbia Hydro and Power Authority	EL-162	6 000 000	--	459 376	--	--	11 314 278	--
	EL-163	--	15 000 000(l)	--	3 523 612	953 410	--	105 568 507
	EL-164	--	3 000 000	--	--	714 113	--	--
	ELO-225	--	--	--	--	--	--	--
	et ELO-251	17100	--	16 641	--	--	776 633	--
	m	--	--	--	--	323 230	--	--
Cominco Ltd.	ELO-216	50 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-217	250 000	--	--	--	--	--	--
	ELO-218	--	1 000 000	--	349 897	680	--	7 573 407
	ELO-219	--	1 000 000	--	--	--	--	--
West Kootenay Power and Light Company, Limited	ELO-227	50	--	8	--	--	496	--
TOTAL				**476 025**	**3 873 509**	**1 991 433**	**12 091 407**	**113 141 914**
TOTAL CANADA(n)				**8 378 058**	**10 083 642**	**3 626 810**	**350 666 049**	**310 691 633**

a - Les échanges comprennent les débits imprévus et d'acheminement, les échanges, d'équivalence, le stockage, les transferts d'ajustement, d'acheminement ou de transit et normallement n'ont pas de revenue associé.

b - Les total des exportations ne doit pas dépasser 6 482,4 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences et ordonnances qui permettent l'exportation au moyen de la ligne autorisée par le certificat EC-III-8.

c - Les total des exportations ne doit pas dépasser 23 564 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences qui permettent l'exportation au moyen des lignes autorisées par les certificats EC-III-15 et EC-10.

d - Les total des exportations ne doit pas dépasser 6 920 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de licences qui permettent l'exportation au moyen de la ligne autorisée par le certificat EC-III-21.

e - Les total des exportations ne doit pas dépasser 1 752 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-168.

f - Les total des exportations ne doit pas dépasser 657 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-171 et des ordonnances ELO-223 et ELO-224.

g - Les total des exportations ne doit pas dépasser 946 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-171, EL-172, et de l'ordonnance ELO-224.

h - Les total des exportations ne doit pas dépasser 25 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-135.

i - Les total des exportations ne doit pas dépasser 12 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu des licences EL- 97, EL-98, EL-99, EL-100, EL-101 et EL-102.

j - Énergie à retourner.

k - Les total des exportations faites en vertu des licences EL-119 et EL-120 ne doit pas dépasser 876 GW.h.

l - Les total des exportations ne doit pas dépasser 15 000 GW.h moins toutes les quantités exportées en vertu de la licence EL-162.

m - Énergie exportée conformément au traité Skagit River Valley lequel ne relève pas de l'Office.

n - Ne comprend pas les 7 112 514 dollars provenant des frais de transit, de transport, de location de groupes électrogènes et de transfert de stockage.

* Expirée en 1989.

Électricité

6. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par province, gigawatts-heures)

PROVINCE	RÉGION / ÉTAT	EXPORTATION (b)	IMPORTATION (c)	EXPORTATION NETTE (b) - (c)
Nouveau-Brunswick	Maine	2505	57	2448
	Massachusetts	1862	0	1862
	New Hampshire	89	0	89
Total - Nouveau-Brunswick		**4456**	**57**	**4399**
Québec	Massachusetts	102	0	102
	Vermont	1868	0	1868
	Nouvelle-Angleterre (d)	361	265	96
	New York	3413	998	2415
Total - Québec		**5744**	**1263**	**4481**
Ontario	Vermont	328	0	328
	New York	2331	231	2100
	Michigan	15	5440	-5425
	Minnesota	0	176	-176
Total - Ontario		**2674**	**5847**	**-3173**
Manitoba	Minnesota	1122	1122	0
	Dakota du Nord	106	396	-290
Total - Manitoba		**1228**	**1518**	**-290**
Saskatchewan	Dakota du Nord	10	57	-47
Alberta	Montana	0	3	-3
Colombie-Britannique	Montana	9	0	9
	Washington	1835	0	1835
	Oregon	875	0	875
	Californie	1597	0	1597
	Autres (e)	34	0	34
Total - Colombie-Britannique		**4350**	**0**	**4350**
TOTAL		**18462**	**8745**	**9717**

Notes: a - Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
b - Ventes aux État-Unis.
c - Achats des États Unis.
d - Commerce avec le New England Power Pool - on ne peut pas déterminer avec précision la distribution par État.
e - Comprennent l'Idaho, le Nevada et l' Utah.

Électricité

7. Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (a) (par région américaine / État , gigawatts-heures)

RÉGION / ÉTAT	PROVINCE	IMPORTATION (b)	EXPORTATION (c)	IMPORTATION NETTE (b) - (c)
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	2505	57	2448
Massachusetts	Nouveau-Brunswick	1862	0	1862
	Québec	102	0	102
New Hampshire	Nouveau-Brunswick	89	0	89
Vermont	Québec	1868	0	1868
	Ontario	328	0	328
Nouvelle-Angleterre (d)	Québec	361	265	96
Total - Nouvelle-Angleterre		**7115**	**322**	**6793**
New York	Québec	3413	998	2415
	Ontario	2331	231	2100
Total - New York		**5744**	**1229**	**4515**
Michigan	Ontario	15	5440	-5425
Midwest				
Minnesota	Ontario	0	176	-176
	Manitoba	1122	1122	0
Dakota du Nord	Manitoba	106	396	-290
	Saskatchewan	10	57	-47
Total - Midwest		**1238**	**1751**	**-513**
Western				
Montana	Alberta	0	3	-3
	Colombie-Britannique	9	0	9
Washington	Colombie-Britannique	1835	0	1835
Oregon	Colombie-Britannique	875	0	875
Californie	Colombie-Britannique	1597	0	1597
Autres (e)	Colombie-Britannique	34	0	34
Total - Western		**4350**	**3**	**4347**
TOTAL		**18462**	**8745**	**9717**

Notes: a - Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.
b - Achats du Canada.
c - Ventes au Canada.
d - Commerce avec le New England Power Pool - on ne peut pas déterminer avec précision la distribution par État.
e - Comprennent l'Idaho, le Nevada et l' Utah.

Réglementation financière

1. Renseignements financiers - Sociétés d'oléoduc du groupe 1

(a)

(b)	Cochin		Interprovincial		IPL(NW)		Trans Mountain		Trans-Nord		
1989	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	11,7	38,4	67,8	24,9	42,4	58,1	13,8	21,9	5,0	18,9	140,7
Amortissement	5,2	17,0	37,6	13,8	14,6	20,0	4,7	7,4	2,0	7,5	64,1
Exploitation et entretien	12,3	40,3	124,6	45,7	5,0	6,8	25,3	40,1	15,5	58,5	182,7
Taxes	1,3	4,3	42,4	15,6	11,0	15,1	19,3	30,6	4,0	15,1	78,0
Total	30,5	100,0	272,4	100,0	73,0	100,0	63,1	100,0	26,5	100,0	465,5
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (c)	s/o	380,9	61,1	216,0	70,9	48,2	50,0	17,6	46,3	662,7
Actions privilégiées	s/o (c)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Actions ordinaires	s/o (c)	s/o	242,8	38,9	88,8	29,1	48,2	50,0	20,4	53,7	400,2
Total	48,4	100,0	623,7 (d)	100,0	304,8	100,0	96,4	100,0	38,0	100,0	1 111,3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (c)(e)	s/o	32,2	13,25	14,2	16,00	6,7	14,00	2,8	13,75	
Réel	11,7 (f)	24,22	28,0	11,52	14,2	16,00	8,5	17,70	2,9	14,22	

1988	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	11,3	40,1	70,8	26,1	43,8	56,2	11,1	19,3	4,9	20,5	141,9
Amortissement	5,2	18,4	35,9	13,2	14,8	19,0	3,9	6,8	2,0	8,4	61,8
Exploitation et entretien	10,5	37,2	116,7	43,0	7,0	9,0	24,1	42,0	13,1	54,8	171,4
Taxes	1,2	4,3	48,0	17,7	12,3	15,8	18,3	31,9	3,9	16,3	83,7
Total	28,2	100,0	271,4	100,0	77,9	100,0	57,4	100,0	23,9	100,0	458,8
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	s/o (c)	s/o	378,3	62,0	229,6	72,0	38,5	50,0	18,0	48,6	664,4
Actions privilégiées	s/o (c)	s/o	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Actions ordinaires	s/o (c)	s/o	231,4	38,0	89,1	28,0	38,5	50,0	19,0	51,4	431,7
Total	53,7	100,0	609,7 (d)	100,0	318,7	100,0	77,0	100,0	37,0	100,0	1 096,1
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (c)(e)	s/o	30,7	13,25	14,3	16,00	5,4	14,00	2,6	13,75	
Réel	11,3 (f)	21,12	31,2	13,48	14,3	16,00	6,9	17,87	2,7	14,19	

a - D'après des estimations préliminaires.

b - Le nom complet des sociétés est indiqué à la rubrique Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie.

c - Sans object puisque la société est financée à titre d'entreprise en coparticipation.

d - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.

e - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.

f - Avant intérêt et impôt sur le revenu.

Réglementation financière

2. Renseignements financiers - Sociétés de gazoduc du groupe 1

(a)

(b)	Alberta Natural Gas		Foothills		TQM		TransCanada		Westcoast		
1989	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	2,3	8,3	76,1	44,0	49,4	69,9	321,6	34,3	92,7	33,9	542,1
Amortissement	1,8	6,5	30,6	17,7	13,1	18,5	100,9	10,8	28,7	10,5	175,1
Exploitation et entretien	21,0	75,5	40,6	23,5	6,1	8,6	391,7	41,8	90,0	33,0	549,4
Taxes	2,7	9,7	25,8	14,9	2,1	3,0	124,0	13,2	61,7	22,6	216,3
Total	27,8	100,0	173,1	100,0	70,7	100,0	938,2	100,0	273,1	100,0	1 482,9
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	10,8	65,1	414,9	71,1	277,0	75,0	1 438,5	57,4	477,3	60,7	2 618,5
Actions privilégiées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	314,9	12,6	33,7	4,3	348,6
Actions ordinaires	5,8	34,9	168,5	28,9	92,4	25,0	751,4	30,0	275,1	35,0	1 293,2
Total	16,6	100,0	583,4	100,0	369,4	100,0	2 504,8 (c)	100,0	786,1 (c)	100,0	4 260,3
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)	s/o	24,0	14,25	12,7	13,75	103,3	13,75	37,8	13,75	
Réel	1,1	18,41	24,0	14,25	13,7	14,79	109,7	14,60	38,1	13,86	
1988	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	(000 000$)	(%)	Total
Besoins en revenus											
Rendement	2,1	8,1	69,9	39,1	51,2	70,6	321,2	35,9	87,2	31,6	531,6
Amortissement	2,2	8,5	35,9	20,1	13,3	18,3	95,5	10,7	30,0	10,9	176,9
Exploitation et entretien	18,3	70,9	42,6	23,8	6,1	8,4	305,1	34,1	87,1	31,6	459,2
Taxes	3,2	12,4	30,5	17,0	1,9	2,6	173,8	19,4	71,7	26,0	281,1
Total	25,8	100,0	178,9	100,0	72,5	100,0	895,6	100,0	276,0	100,0	1 448,8
Capitalisation de la base des taux (c)											
Dette	10,2	65,0	421,6	72,8	287,0	75,0	1 343,4	55,6	450,7	60,7	2 512,9
Actions privilégiées	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	347,3	14,4	31,9	4,3	379,2
Actions ordinaires	5,5	35,0	157,8	27,2	95,7	25,0	724,6	30,0	259,8	35,0	1 243,4
Total	15,7	100,0	579,4	100,0	382,7	100,0	2 415,3 (c)	100,0	742,4 (c)	100,0	4 135,5
Rendement des actions ordinaires											
Approuvé	s/o (d)	s/o	22,5	14,25	13,2	13,75	96,0	13,25	35,7	13,75	
Réel	1,1	19,56	22,5	14,25	14,1	14,75	96,0	13,25	35,9	13,80	

a - D'après des estimations préliminaires.

b - Le nom complet des sociétés est indiqué à la rubrique Sociétés relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie.

c - Ne comprend pas les travaux de construction en cours.

d - Sans objet puisque la société est réglementée en fonction des plaintes.